



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE
ANNUALE

**STATO
DEI SERVIZI
2023**

VOLUME 1



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE
ANNUALE

**STATO
DEI SERVIZI
2023**

VOLUME 1

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	<i>Presidente</i>
Gianni Castelli	<i>Componente</i>
Andrea Guerrini	<i>Componente</i>
Clara Poletti	<i>Componente</i>
Stefano Saglia	<i>Componente</i>

Volume 1 - Indice

Capitolo 1

Contesto internazionale e nazionale

pag. 25

 Mercati internazionali dei prodotti energetici	» 26
• Economia internazionale	» 26
• Mercato internazionale del petrolio	» 28
• Mercato internazionale del gas naturale	» 35
• Mercato internazionale del GNL	» 46
• Mercato internazionale del carbone	» 49
 Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	» 53
 Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea	» 54
• Prezzi dell'energia elettrica	» 56
• Prezzi del gas	» 66
 Andamento dell'economia e del clima nel 2023	» 75
 Domanda e offerta di energia in Italia	» 77
 Sistemi idrici in Europa	» 80
 Rifiuti urbani e assimilati in Europa	» 87

Capitolo 2

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

» 103

 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2023	» 104
 Mercato e concorrenza	» 107
• Struttura dell'offerta di energia elettrica	» 107
• Infrastrutture elettriche	» 121
• Mercato all'ingrosso	» 137
• Mercato dei Titoli di efficienza energetica	» 145
• Mercato finale della vendita	» 146
 Prezzi e tariffe	» 198
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 198
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 200
 Qualità del servizio	» 208
• Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica	» 209
• Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	» 215
• Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	» 230
• Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica	» 238

Capitolo 3

Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

pag. 249

Domanda e offerta di gas naturale nel 2023	» 250
Mercato e concorrenza	» 254
• Struttura dell'offerta di gas	» 254
• Infrastrutture del gas	» 261
• Mercato all'ingrosso del gas	» 284
• Mercato finale al dettaglio	» 297
• Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	» 316
Prezzi e tariffe	» 321
• Tariffe per l'uso delle infrastrutture	» 321
• Prezzi del mercato al dettaglio	» 328
• Condizioni economiche di riferimento	» 331
Qualità del servizio	» 339
• Sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale	» 339
• Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	» 344
• Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas	» 352
• Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas	» 355
• Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale	» 359

Capitolo 4

Struttura, prezzi e qualità nel settore del telecalore

» 367

Struttura del mercato	» 368
• Stato di diffusione del servizio	» 368
• Caratteristiche dell'offerta	» 369
• Caratteristiche della domanda	» 372
• Operatori del servizio di telecalore	» 374
Prezzi del servizio	» 376
• Prezzi di fornitura del teleriscaldamento	» 376
• Prezzi di fornitura del teleraffrescamento	» 380
Qualità del servizio	» 380
• Qualità commerciale del servizio	» 380
• Misura dell'energia termica	» 383

Capitolo 5

Stato dei servizi idrici

pag. 387

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica	»	388
• Servizio di acquedotto	»	389
• Servizio di fognatura	»	409
• Servizio di depurazione	»	415
• Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2020-2021	»	425
• Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione	»	441
Investimenti e tariffe	»	456
• Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	»	456
• Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità	»	462
• Variazioni tariffarie e investimenti	»	473
Qualità contrattuale	»	483
• Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2023	»	487
• Macro-indicatori di qualità contrattuale	»	497
• Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dalla RQSII per il biennio 2020-2021	»	502
• Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale	»	513

Capitolo 6

Struttura, tariffe e qualità nel settore dei rifiuti urbani

» 517

Struttura del settore	»	518
Produzione e raccolta dei rifiuti	»	521
Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio	»	526
• Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità	»	526
• Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità	»	538

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)	pag. 27
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2019 al 2023 e previsione per il 2024 (in milioni di barili/giorno)	» 29
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2019 al 2023 e previsione per il 2024 (in milioni di barili/giorno)	» 30
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC e OPEC+ (in milioni di barili/giorno)	» 32
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (in milioni di barili/giorno)	» 32
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m ³))	» 36
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (in G(m ³))	» 36
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea (in G(m ³))	» 37
TAV. 1.9	Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m ³))	» 39
TAV. 1.10	Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m ³))	» 41
TAV. 1.11	Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2023 (in Mt)	» 47
TAV. 1.12	Mercato internazionale del carbone (in Mt)	» 50
TAV. 1.13	Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	» 57
TAV. 1.14	Prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)	» 62
TAV. 1.15	Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (in c€/kWh)	» 67
TAV. 1.16	Prezzi del gas naturale per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)	» 71
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2022 e nel 2023 (in ktep)	» 78
TAV. 1.18	Numero di regolatori che utilizzano gli indicatori KPI per scopi specifici	» 84
TAV. 1.19	Popolazione dei 27 Paesi UE che non ha né una vasca da bagno, né una doccia, né servizi igienici interni con scarico nella propria famiglia in base allo stato di povertà (in %)	» 86
TAV. 1.20	Popolazione dei 27 Paesi UE collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue	» 86
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2022 e nel 2023 (GWh)	» 104
TAV. 2.2	Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2023 (TWh)	» 105
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte dal 2019 al 2023 (GWh)	» 108
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (GW)	» 109
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione per fonte	» 110
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2023 per fonte	» 113
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2023	» 114
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2023	» 114
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2023	» 115
TAV. 2.10	Quota di generazione lorda per zona di mercato e fonte nel 2023	» 116
TAV. 2.11	Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)	» 121
TAV. 2.12	Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))	» 123
TAV. 2.13	Attività dei distributori elettrici dal 2018	» 127
TAV. 2.14	Composizione societaria dei distributori	» 128
TAV. 2.15	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2023 (km)	» 128
TAV. 2.16	Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2023 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 130
TAV. 2.17	Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2023 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)	» 131

TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2023 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)	pag. 132
TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2023 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh)	» 134
TAV. 2.20	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2023 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)	» 135
TAV. 2.21	Connessione di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento	» 137
TAV. 2.22	Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)	» 146
TAV. 2.23	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2023	» 147
TAV. 2.24	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 148
TAV. 2.25	Vendite finali di energia elettrica nel 2023 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite	» 150
TAV. 2.26	Tassi di switching nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 154
TAV. 2.27	Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2023	» 155
TAV. 2.28	Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2023 (GWh)	» 157
TAV. 2.29	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 159
TAV. 2.30	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2023 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 160
TAV. 2.31	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2023 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 161
TAV. 2.32	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 161
TAV. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per condizione economica e classi di consumo annuo (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh)	» 162
TAV. 2.34	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 163
TAV. 2.35	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela nel 2023 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 165
TAV. 2.36	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per regione (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 165
TAV. 2.37	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 167
TAV. 2.38	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2023 (volumi in GWh)	» 168
TAV. 2.39	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2021 – 30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale	» 170
TAV. 2.40	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	» 170
TAV. 2.41	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023 ^(A) per classe di consumo (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 171
TAV. 2.42	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023 ^(A) per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	» 171
TAV. 2.43	Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023 ^(A) per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 172

TAV. 2.44	Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese nel periodo 1° aprile 2023 – 31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale	pag. 174
TAV. 2.45	Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 ^(A) per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 174
TAV. 2.46	Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 ^(A) per classe di consumo (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 175
TAV. 2.47	Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 ^(A) per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)	» 175
TAV. 2.48	Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 ^(A) per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)	» 176
TAV. 2.49	Attività dei venditori per classe di vendita	» 179
TAV. 2.50	Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2023 per tipologia	» 180
TAV. 2.51	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2023 (volumi in GWh)	» 181
TAV. 2.52	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti	» 183
TAV. 2.53	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 185
TAV. 2.54	Mercato libero domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)	» 185
TAV. 2.55	Mercato libero domestico nel 2023 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)	» 187
TAV. 2.56	Mercato libero non domestico nel 2023 per livello di tensione (volumi in GWh)	» 188
TAV. 2.57	Mercato libero non domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh)	» 188
TAV. 2.58	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 190
TAV. 2.59	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 191
TAV. 2.60	Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 193
TAV. 2.61	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 196
TAV. 2.62	Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)	» 197
TAV. 2.63	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)	» 199
TAV. 2.64	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh; componenti UC3 e UC6 incluse)	» 199
TAV. 2.65	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)	» 199
TAV. 2.66	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 per classe di consumo (quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	» 200
TAV. 2.67	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 per classe di consumo e tipo di mercato (€/MWh)	» 201
TAV. 2.68	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2023 per livello di tensione (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	» 201
TAV. 2.69	Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2023 (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)	» 202
TAV. 2.70	Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2023 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)	» 203

TAV. 2.71	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali)	pag. 203
TAV. 2.72	Capacità di trasporto tra zone di rete, e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 1° gennaio 2024, per i confini e le principali sezioni della rete (MW)	» 210
TAV. 2.73	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)	» 211
TAV. 2.74	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)	» 211
TAV. 2.75	Classificazione territoriale di Terna	» 213
TAV. 2.76	Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con la RTN ^(A)	» 213
TAV. 2.77	Indicatore di disponibilità ASAI ^(A) relativo a tutti gli elementi di rete per Area Operativa Territoriale di Terna	» 214
TAV. 2.78	ASAI ^(A) relativo alle linee elettriche aeree	» 214
TAV. 2.79	Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione	» 214
TAV. 2.80	Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato e temporaneamente connesso in assetto radiale (ore/anno), per livello di tensione	» 215
TAV. 2.81	Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione nel 2023	» 219
TAV. 2.82	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione reso dalle imprese distributrici (numero di episodi ed energia in MWh)	» 221
TAV. 2.83	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni (milioni di euro)	» 225
TAV. 2.84	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	» 226
TAV. 2.85	Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2022	» 227
TAV. 2.86	Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2022 per regione e distributore	» 227
TAV. 2.87	Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)	» 229
TAV. 2.88	Indennizzi automatici erogati nel 2023 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)	» 229
TAV. 2.89	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (milioni di euro)	» 230
TAV. 2.90	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 231
TAV. 2.91	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 232
TAV. 2.92	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 232
TAV. 2.93	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle connessioni temporanee per gli utenti non domestici BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 233
TAV. 2.94	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per gli utenti MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 233

TAV. 2.95	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	pag. 234
TAV. 2.96	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 234
TAV. 2.97	Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 234
TAV. 2.98	Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2023 (in giorni solari e valori percentuali)	» 239
TAV. 2.99	Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente	» 239
TAV. 2.100	Numero di richieste di informazione nel settore elettrico	» 240
TAV. 2.101	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico	» 240
TAV. 2.102	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico	» 241
TAV. 2.103	Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione	» 241
TAV. 2.104	Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel biennio 2022-2023	» 242
TAV. 2.105	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione (euro)	» 242
TAV. 2.106	Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel biennio 2022-2023 (euro)	» 243
TAV. 2.107	Standard generali di qualità dei <i>call center</i>	» 244
TAV. 3.1	Bilancio degli operatori del gas naturale nel 2023 (in G(m ³); valori riferiti ai gruppi industriali)	» 252
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2023 (in M(m ³))	» 256
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2023 (importazioni lorde in M(m ³))	» 259
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2023 (in km)	» 262
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2023 (lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m ³))	» 263
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2023-2024 (in M(m ³) standard per giorno)	» 265
TAV. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2024-2025 al 2037-2038 (in M(m ³) standard per giorno))	» 267
TAV. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	» 268
TAV. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2023-2024 e 2024-2025 (in M(Sm ³))	» 269
TAV. 3.10	Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione	» 272
TAV. 3.11	Attività dei distributori nel periodo 2013-2023	» 272
TAV. 3.12	Attività di distribuzione per regione nel 2023 (volumi in M(m ³), clienti in migliaia, volumi unitari in m ³)	» 273
TAV. 3.13	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2023 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km)	» 274
TAV. 3.14	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2023 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m ³)	» 276
TAV. 3.15	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2023 in migliaia; volumi prelevati in M(m ³))	» 277

TAV. 3.16	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2023 in migliaia; volumi prelevati in M(m ³))	pag. 277
TAV. 3.17	Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2023 (clienti in migliaia e volumi in M(m ³))	» 278
TAV. 3.18	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2023 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m ³))	» 280
TAV. 3.19	Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2023	» 281
TAV. 3.20	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2023 (volumi in M(m ³))	» 282
TAV. 3.21	Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento	» 284
TAV. 3.22	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento	» 284
TAV. 3.23	Numero di operatori e vendite nel 2023 (in M(m ³))	» 285
TAV. 3.24	Evoluzione del mercato all'ingrosso	» 286
TAV. 3.25	Approvvigionamento dei grossisti nel 2023	» 288
TAV. 3.26	Impieghi di gas dei grossisti nel 2023	» 289
TAV. 3.27	Vendite dei principali grossisti nel 2023 (in M(m ³))	» 289
TAV. 3.28	Volumi consegnati per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)	» 296
TAV. 3.29	Consumi finali di gas naturale (volumi in M(m ³); punti di prelievo in migliaia)	» 298
TAV. 3.30	Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio	» 299
TAV. 3.31	Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2023	» 299
TAV. 3.32	Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2023 (in M(m ³))	» 301
TAV. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2023 (in M(m ³))	» 302
TAV. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in M(m ³), punti di riconsegna in migliaia)	» 303
TAV. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2023 (in M(m ³))	» 305
TAV. 3.36	Tassi di switching dei clienti finali del gas naturale	» 306
TAV. 3.37	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2023 (in M(m ³))	» 307
TAV. 3.38	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2023 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)	» 310
TAV. 3.39	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 313
TAV. 3.40	Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 313
TAV. 3.41	Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)	» 315
TAV. 3.42	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³) e numero di GdM)	» 316
TAV. 3.43	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m ³); numero di esercenti; numero di clienti; numero di comuni serviti)	» 317
TAV. 3.44	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (in km)	» 318
TAV. 3.45	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (volumi in M(m ³))	» 320
TAV. 3.46	Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2024	» 322
TAV. 3.47	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023	» 324
TAV. 3.48	Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024	» 325
TAV. 3.49	Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1 aprile 2023-31 marzo 2024 (capacità in GWh e prezzi in €/kWh)	» 325

TAV. 3.50	Articolazione della quota fissa t1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2024 (in €/punto di riconsegna/anno)	pag. 327
TAV. 3.51	Articolazione della quota variabile t3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2024 (in c€/m ³ ; scaglioni di consumo in m ³ /anno)	» 327
TAV. 3.52	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m ³ ; classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 329
TAV. 3.53	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2023 (c€/m ³ ; classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 329
TAV. 3.54	Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (c€/m ³ ; classi di consumo annuo espresse in m ³)	» 330
TAV. 3.55	Numeri indice (2015=100) e variazioni del prezzo del segmento "gas di città e gas naturale"	» 331
TAV. 3.56	Imposte sul gas nel 2023 (in c€/m ³)	» 336
TAV. 3.57	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2023	» 339
TAV. 3.58	Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2023	» 340
TAV. 3.59	Protezione catodica delle reti nel 2023	» 340
TAV. 3.60	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2023	» 340
TAV. 3.61	Impianti di odorizzazione nel 2023	» 340
TAV. 3.62	Numero di emergenze di servizio	» 341
TAV. 3.63	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio	» 341
TAV. 3.64	Dispersioni localizzate	» 341
TAV. 3.65	Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas	» 341
TAV. 3.66	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2023	» 342
TAV. 3.67	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2023	» 342
TAV. 3.68	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2023	» 342
TAV. 3.69	Casi di mancato rispetto nel 2023 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	» 343
TAV. 3.70	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2023	» 343
TAV. 3.71	Numero di dispersioni risolte entro le tempistiche indicate negli anni 2021-2023	» 347
TAV. 3.72	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2023	» 350
TAV. 3.73	Rete ispezionata (in km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2020-2023 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2021-2023 (rete in alta/media pressione)	» 351
TAV. 3.74	Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2023 (lunghezza reti in km)	» 352
TAV. 3.75	Verifiche eseguite nel 2023 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2022 con accertamento positivo	» 354
TAV. 3.76	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	» 358
TAV. 3.77	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 nel 2023	» 358
TAV. 3.78	Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore gas naturale nel 2023 (giorni solari)	» 359
TAV. 3.79	Numero di reclami nel settore del gas naturale	» 360
TAV. 3.80	Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale	» 360
TAV. 3.81	Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale	» 361
TAV. 3.82	Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale	» 361
TAV. 3.83	Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 nel settore del gas naturale	» 362
TAV. 3.84	Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2023	» 362

TAV. 3.85	Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici	pag. 363
TAV. 3.86	Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative ai clienti dual fuel	» 364
TAV. 3.87	Numero di indennizzi da erogare ai clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici	» 364
TAV. 3.88	Indennizzi automatici erogati ai clienti <i>dual fuel</i>	» 365
TAV. 4.1	Produzione di energia delle centrali termiche nel 2022 (in GWh)	» 370
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore	» 370
TAV. 4.3	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2022 (in GWh)	» 371
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	» 371
TAV. 4.5	Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2022 (in MW)	» 372
TAV. 5.1	Composizione del campione isoperimetro	» 393
TAV. 5.2	Dati iniziali e finali del macro-indicatore M1, suddivisi per area geografica	» 393
TAV. 5.3	Miglioramenti del macro-indicatore M1 dal 2016 al 2021, suddivisi per area geografica	» 393
TAV. 5.4	Tavola sinottica degli stadi di valutazione per la qualità tecnica del SII	» 426
TAV. 5.5	Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti	» 427
TAV. 5.6	Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023	» 457
TAV. 5.7	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2022-2023 (numero di gestioni e di abitanti)	» 459
TAV. 5.8	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)	» 461
TAV. 5.9	Matrice dei cluster per la definizione dei γ_{ij}^{OP}	» 467
TAV. 5.10	Distribuzione dei gestori tra i cluster di costo operativo stimato e le classi di costo operativo della matrice di cui all'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr	» 467
TAV. 5.11	Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP} (anno 2023)	» 468
TAV. 5.12	$Opex_{GT}^a$ per l'anno 2023	» 469
TAV. 5.13	Op_{social}^a in tariffa per l'anno 2023	» 469
TAV. 5.14	Op_{mis}^a in tariffa per l'anno 2023	» 470
TAV. 5.15	Costi e ricavi delle Attività b_2 valorizzati in tariffa 2023	» 471
TAV. 5.16	Ripartizione del $\Delta_{Risparmio}^a$ per area geografica, anno 2023	» 471
TAV. 5.17	$Op_{EE}^{exp,a}$ in tariffa per l'anno 2023	» 472
TAV. 5.18	Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2020-2021	» 479
TAV. 5.19	Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni)	» 480
TAV. 5.20	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2023 (valori medi)	» 480
TAV. 5.21	Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2023	» 481
TAV. 5.22	Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2023	» 481
TAV. 5.23	Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente, anno 2023	» 481
TAV. 5.24	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2023 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m ³ ; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m ³)	» 482
TAV. 5.25	Componenti della spesa media nel 2023 (spesa in euro/anno)	» 483
TAV. 5.26	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2022-2023	» 489
TAV. 5.27	Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2023 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)	» 492
TAV. 5.28	Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali	» 493

TAV. 5.29	Classi e obiettivi per macro-indicatore	pag. 497
TAV. 5.30	Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2023	» 498
TAV. 5.31	Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti	» 503
TAV. 5.32	Opex _{QC} per il quadriennio 2020-2023	» 515
TAV. 6.1	Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità	» 539
TAV. 6.2	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 541
TAV. 6.3	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 541
TAV. 6.4	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2022, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 541
TAV. 6.5	Predisposizioni tariffarie, riferite al 2023, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari	» 542

Indice delle figure

FIG. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori	pag.	31
FIG. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB	»	34
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	»	34
FIG. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent	»	42
FIG. 1.5	Prezzo del gas naturale negli <i>hub</i> europei	»	43
FIG. 1.6	Prezzo del gas naturale negli hub europei e prezzi all'importazione	»	43
FIG. 1.7	Confronto fra prezzo TTF e prezzo GNL <i>spot</i> Asia	»	44
FIG. 1.8	Prezzi del GNL per aree	»	45
FIG. 1.9	Principali aree di importazione e paesi esportatori di GNL nel 2023	»	48
FIG. 1.10	Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali	»	52
FIG. 1.11	Prezzo dei permessi d'emissione <i>Emission Unit Allowance</i> (EUA)	»	53
FIG. 1.12	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali paesi europei	»	58
FIG. 1.13	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici nel 2023	»	59
FIG. 1.14	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei	»	60
FIG. 1.15	Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici nel 2023	»	62
FIG. 1.16	Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici nei principali Paesi europei	»	64
FIG. 1.17	Prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	65
FIG. 1.18	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2023	»	68
FIG. 1.19	Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali paesi europei	»	68
FIG. 1.20	Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	70
FIG. 1.21	Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nel 2023	»	72
FIG. 1.22	Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nei principali paesi europei	»	73
FIG. 1.23	Prezzi totali del gas naturale per usi non domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei	»	74
FIG. 1.24	Intensità energetica del PIL dal 1995	»	79
FIG. 1.25	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	»	80
FIG. 1.26	Prelievi idrici per settore economico nei 27 Paesi UE, anni 2000, 2010 e 2019 a confronto	»	82
FIG. 1.27	Generazione di rifiuti urbani in EU27 e in alcuni paesi	»	89
FIG. 1.28	Generazione di rifiuti urbani pro capite in EU27 e in alcuni paesi	»	90
FIG. 1.29	Generazione di rifiuti (totali, esclusi minerali) per unità di PIL nel tempo	»	91
FIG. 1.30	Andamento dal 1995 delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani per tipo di trattamento	»	91
FIG. 1.31	Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2022	»	92
FIG. 1.32	Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2022 a confronto con gli obiettivi UE 2035	»	93
FIG. 1.33	Indice di circolarità (quota di materiali riciclati reinseriti nel ciclo produttivo, in rapporto al totale dei materiali utilizzati)	»	93
FIG. 1.34	Quote percentuali di investimenti privati in economia circolare, dotazione impiantistica e produzione di rifiuti urbani rispetto al totale UE	»	95

FIG. 1.35	Contributo percentuale dei cinque maggiori paesi al totale UE degli investimenti privati, della dotazione impiantistica (numerosità) e della produzione di rifiuti urbani nel 2021	pag. 95
FIG. 1.36	Investimenti privati in economia circolare dal 2012	» 96
FIG. 1.37	Distanza percentuale tra risultato nel 2022 e obiettivo al 2025 in tema di riciclo dei rifiuti urbani e riciclo dei rifiuti da imballaggio	» 97
FIG. 1.38	Sviluppo dei tassi di riciclo in peso dei rifiuti da imballaggi dal 2010	» 98
FIG. 1.39	Tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggi per tipi di materiale, situazione al 2021 e obiettivi 2030	» 99
FIG. 1.40	Generazione pro capite di rifiuti da imballaggio dal 2005	» 100
FIG. 1.41	Scambi intracomunitari nell'Unione europea di materiali riciclabili dal 2014	» 101
FIG. 1.42	Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i paesi del <i>panel</i>	» 101
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	» 111
FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2023 (capacità in MW; generazione in TWh)	» 112
FIG. 2.3	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (milioni di euro)	» 118
FIG. 2.4	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	» 119
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	» 119
FIG. 2.6	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera	» 120
FIG. 2.7	Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco	» 140
FIG. 2.8	Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera	» 141
FIG. 2.9	Andamento mensile dei prezzi zionali al Nord e in Sicilia nel 2023	» 141
FIG. 2.10	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2023 (valori medi baseload)	» 142
FIG. 2.11	Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2023	» 144
FIG. 2.12	Prezzi medi nel 2023 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna	» 145
FIG. 2.13	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008	» 149
FIG. 2.14	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	» 151
FIG. 2.15	Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2023	» 152
FIG. 2.16	Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione	» 153
FIG. 2.17	Tassi di <i>switching</i> nel settore elettrico dal 2011	» 154
FIG. 2.18	Consumi e clienti serviti in maggior tutela	» 160
FIG. 2.19	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2023	» 164
FIG. 2.20	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2023	» 166
FIG. 2.21	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel servizio di maggior tutela per regione	» 168
FIG. 2.22	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023 ^(A)	» 173
FIG. 2.23	Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023 ^(A)	» 177
FIG. 2.24	Evoluzione del mercato libero di energia elettrica	» 178
FIG. 2.25	Numero di venditori del mercato libero per regione	» 184
FIG. 2.26	Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2023	» 186
FIG. 2.27	Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria	» 187
FIG. 2.28	Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori	» 189
FIG. 2.29	Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente	» 198
FIG. 2.30	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio	» 205

FIG. 2.31	Livello dei prezzi dell'energia elettrica nell'ultimo triennio	pag. 205
FIG. 2.32	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei	» 206
FIG. 2.33	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo, con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	» 207
FIG. 2.34	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo, con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2023	» 208
FIG. 2.35	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	» 211
FIG. 2.36	Energia non fornita regolata soggetta a premi-penalità	» 212
FIG. 2.37	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione ^(A)	» 216
FIG. 2.38	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023 per regione ^(A)	» 216
FIG. 2.39	Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 217
FIG. 2.40	Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione ^(A)	» 217
FIG. 2.41	Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	» 218
FIG. 2.42	Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione	» 220
FIG. 2.43	Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023, per regione	» 220
FIG. 2.44	Confronto per la durata di interruzione (D1) nel 2023 con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 222
FIG. 2.45	Confronto per il numero di interruzioni (N1) nel 2023 a confronto con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 222
FIG. 2.46	Confronto per la durata di interruzione (D1) nel 2023 e il livello obiettivo 2023 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 223
FIG. 2.47	Confronto per il numero di interruzioni (N1) nel 2023 e il livello obiettivo 2023 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori	» 223
FIG. 2.48	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2023	» 224
FIG. 2.49	Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati e non adeguati nel 2023	» 225
FIG. 2.50	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 235
FIG. 2.51	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 235
FIG. 2.52	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 236
FIG. 2.53	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 236
FIG. 2.54	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 237
FIG. 2.55	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 237
FIG. 2.56	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori	» 238

FIG. 2.57	Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas nel 2023 ^(A)	pag. 246
FIG. 2.58	Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2023 ^(A)	» 246
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	» 250
FIG. 3.2	Consumi netti di gas naturale negli ultimi due anni	» 251
FIG. 3.3	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990	» 255
FIG. 3.4	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2023	» 255
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	» 258
FIG. 3.6	Paesi di origine delle importazioni di GNL	» 258
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata intera	» 260
FIG. 3.8	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata residua	» 261
FIG. 3.9	Attività di trasporto dal 2011	» 264
FIG. 3.10	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	» 270
FIG. 3.11	Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente	» 281
FIG. 3.12	Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori	» 287
FIG. 3.13	Sottoscrittori del PSV dal 2010	» 291
FIG. 3.14	Volumi delle transazioni al PSV e churn rate	» 292
FIG. 3.15	Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV	» 292
FIG. 3.16	Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi	» 296
FIG. 3.17	Confronto tra i prezzi del TTF, PSV e indice IGI (medie aritmetiche settimanali)	» 297
FIG. 3.18	Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	» 306
FIG. 3.19	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2023	» 308
FIG. 3.20	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2023	» 309
FIG. 3.21	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	» 312
FIG. 3.22	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni	» 332
FIG. 3.23	Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni	» 332
FIG. 3.24	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei	» 333
FIG. 3.25	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m ³ e riscaldamento individuale)	» 334
FIG. 3.26	Composizione percentuale al 31 dicembre 2023 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m ³ e riscaldamento individuale)	» 335
FIG. 3.27	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³)	» 338
FIG. 3.28	Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m ³) al 1° gennaio 2024	» 339
FIG. 3.29	Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014 per triennio	» 345
FIG. 3.30	Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014 per quadriennio	» 345
FIG. 3.31	Pronto intervento su impianto di distribuzione e tempo di arrivo sul luogo di chiamata dal 2009	» 346
FIG. 3.32	Percentuale di chiamate falso allarme 2023	» 346
FIG. 3.33	Percentuale di posizione di localizzazione delle dispersioni nel 2023	» 347
FIG. 3.34	Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti	» 348
FIG. 3.35	Numero totale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	» 349
FIG. 3.36	Accertamenti effettuati nel 2023 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	» 353
FIG. 3.37	Accertamenti effettuati nel 2023 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	» 353
FIG. 3.38	Accertamenti nel 2023 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione ^(A) dell'impresa distributtrice	» 354

FIG. 3.39	Accertamenti nel 2023 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione ^(A) dell'impresa distributrice	pag. 355
FIG. 3.40	Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	» 356
FIG. 3.41	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)	» 356
FIG. 3.42	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale ai clienti con misuratore fino alla classe G6 nel 2023	» 357
FIG. 4.1	Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti	» 368
FIG. 4.2	Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021	» 369
FIG. 4.3	Calore erogato all'utenza nel 2022, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo	» 373
FIG. 4.4	Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2022, in funzione della classe dimensionale degli utenti	» 373
FIG. 4.5	Calore erogato nel 2022 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente	» 374
FIG. 4.6	Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2024)	» 375
FIG. 4.7	Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2022	» 375
FIG. 4.8	Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2022	» 376
FIG. 4.9	Offerte commerciali nel 2022 per metodologia di definizione del prezzo	» 377
FIG. 4.10	Offerte commerciali nel 2022 per tipologia di prezzo	» 378
FIG. 4.11	Evoluzione dei prezzi medi per operatore (IVA ed eventuale credito d'imposta esclusi) e media pesata sull'energia erogata	» 379
FIG. 4.12	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2022	» 381
FIG. 4.13	Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2022	» 382
FIG. 4.14	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2022	» 382
FIG. 4.15	Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2022	» 383
FIG. 4.16	Metodo di lettura dei misuratori del telecalore nel 2022 per tipologia di utente	» 384
FIG. 4.17	Numero di prestazioni di qualità commerciale relative ai misuratori richieste agli esercenti nel 2022	» 385
FIG. 5.1	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica per i macro-indicatori sul servizio di acquedotto	» 390
FIG. 5.2	Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 391
FIG. 5.3	Valori medi degli indicatori M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica	» 392
FIG. 5.4	Linea di tendenza dei valori assunti dal macro-indicatore M1 nel tempo	» 394
FIG. 5.5	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 395
FIG. 5.6	Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 396
FIG. 5.7	Quota di volumi di processo e di utenza misurati sui volumi totali per area geografica	» 397
FIG. 5.8	Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età	» 398
FIG. 5.9	Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del <i>panel</i> per area geografica	» 399

FIG. 5.10	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto per area geografica	pag. 400
FIG. 5.11	Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica	» 401
FIG. 5.12	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 402
FIG. 5.13	Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 402
FIG. 5.14	Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	» 404
FIG. 5.15	Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica	» 404
FIG. 5.16	Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C della normativa di riferimento	» 405
FIG. 5.17	Quota di utenti per i quali è stato applicato il <i>Water Safety Plan</i> , per area geografica	» 405
FIG. 5.18	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 406
FIG. 5.19	Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 407
FIG. 5.20	Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica	» 408
FIG. 5.21	Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di trattamento di potabilizzazione e per area geografica	» 409
FIG. 5.22	Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 410
FIG. 5.23	Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	» 411
FIG. 5.24	Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica	» 412
FIG. 5.25	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 413
FIG. 5.26	Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 414
FIG. 5.27	Lunghezza della rete fognaria per tipologia – ripartizione per area geografica	» 414
FIG. 5.28	Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 416
FIG. 5.29	Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	» 417
FIG. 5.30	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica	» 417
FIG. 5.31	Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione	» 418
FIG. 5.32	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 419
FIG. 5.33	Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 420
FIG. 5.34	Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica	» 421
FIG. 5.35	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica	» 421
FIG. 5.36	Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 422
FIG. 5.37	Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr	» 423

FIG. 5.38	Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità	pag. 424
FIG. 5.39	Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica	» 424
FIG. 5.40	Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica	» 425
FIG. 5.41	Gestioni interessate dall'applicazione finale del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita	» 426
FIG. 5.42	Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (anno 2021).	» 428
FIG. 5.43	Confronto tra le quote di gestioni ammesse nel 1° e nel 2° biennio di applicazione del meccanismo incentivante	» 429
FIG. 5.44	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutti gli stadi per almeno un macro-indicatore (anno 2021).	» 430
FIG. 5.45	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle sole premialità per almeno un macro-indicatore (anno 2021).	» 431
FIG. 5.46	Macro-indicatore M1 – “Perdite idriche”	» 432
FIG. 5.47	Macro-indicatore M2 – “Interruzioni del servizio”	» 432
FIG. 5.48	Macro-indicatore M3 – “Qualità dell’acqua erogata”	» 433
FIG. 5.49	Macro-indicatore M4 – “Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena” (a sinistra: 2019, a destra: 2021).	» 433
FIG. 5.50	Macro-indicatore M5 – “Smaltimento fanghi in discarica”	» 434
FIG. 5.51	Macro-indicatore M6 – “Qualità dell’acqua depurata”	» 434
FIG. 5.52	Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per area geografica di appartenenza	» 435
FIG. 5.53	Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per Regione di appartenenza (nell’arco del biennio)	» 436
FIG. 5.54	Percentuale della popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio	» 436
FIG. 5.55	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per area geografica	» 437
FIG. 5.56	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per Regione	» 438
FIG. 5.57	Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza	» 438
FIG. 5.58	Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2020-2021	» 439
FIG. 5.59	Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2020-2021 (milioni di euro)	» 440
FIG. 5.60	Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica	» 440
FIG. 5.61	Penali comminate per biennio di valutazione	» 441
FIG. 5.62	Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023	» 443
FIG. 5.63	Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica	» 444
FIG. 5.64	Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2022-2023 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)	» 446
FIG. 5.65	Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2022-2023 e relativi all’implementazione delle misure PNRR/REACT, per tipologia di opera (in percentuale)	» 446
FIG. 5.66	Interventi principali riconducibili alle misure PNRR/REACT, per fabbisogno finanziario nel periodo 2022-2023 (in percentuale)	» 447
FIG. 5.67	Distribuzione temporale 2024-2027 del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche e ripartizione per servizio	» 449
FIG. 5.68	Stato di autorizzazione all’erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2024)	» 450

FIG. 5.69	Spesa cumulata del Piano nazionale sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari a ottobre 2023 e confronto con le previsioni di spesa trasmesse a ottobre 2022	pag. 451
FIG. 5.70	Stato delle erogazioni per anno di autorizzazione e previsione 2024 e 2025	» 452
FIG. 5.71	Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4-I4.4 per area geografica e Regione e numero di abitanti resi conformi	» 453
FIG. 5.72	Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4-I4.2 per area geografica e Regione e leva di co-finanziamento delle proposte	» 454
FIG. 5.73	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti, con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2024)	» 455
FIG. 5.74	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)	» 460
FIG. 5.75	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	» 461
FIG. 5.76	Distribuzione della popolazione del campione per area geografica	» 462
FIG. 5.77	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2023)	» 464
FIG. 5.78	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2023	» 465
FIG. 5.79	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2023	» 466
FIG. 5.80	Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2023	» 474
FIG. 5.81	Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2022 e 2023) nell'ambito della matrice di schemi regolatori	» 475
FIG. 5.82	Investimenti pro capite (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023, come rivisti in sede di aggiornamento tariffario 2022-2023	» 476
FIG. 5.83	Investimenti <i>pro capite</i> (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023 nell'ambito dell'aggiornamento tariffario 2022-2023	» 477
FIG. 5.84	<i>Trend</i> degli investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (milioni di euro)	» 478
FIG. 5.85	Variabilità della spesa media annua nel 2023 (in euro per consumi annuali di 150 m ³)	» 483
FIG. 5.86	Ripartizione del panel 2023 per area geografica	» 485
FIG. 5.87	Popolazione servita dal <i>panel</i> 2023 per area geografica	» 486
FIG. 5.88	Rispetto degli standard specifici per area	» 487
FIG. 5.89	Totale indennizzato nel periodo 2020-2023	» 491
FIG. 5.90	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	» 494
FIG. 5.91	Rispetto degli standard generali per area	» 495
FIG. 5.92	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica	» 496
FIG. 5.93	Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica	» 496
FIG. 5.94	Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2023	» 500
FIG. 5.95	Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2023	» 500
FIG. 5.96	Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2023	» 501
FIG. 5.97	Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2023	» 501
FIG. 5.98	Gestioni interessate dall'applicazione del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita	» 502
FIG. 5.99	Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (biennio 2020-2021)	» 504
FIG. 5.100	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dal meccanismo incentivante (biennio 2020-2021)	» 504
FIG. 5.101	Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle premialità (biennio 2020-2021)	» 505
FIG. 5.102	Macro-indicatore MC1 – "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" (biennio 2020-2021)	» 507
FIG. 5.103	Macro-indicatore MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" (biennio 2020-2021)	» 507

FIG. 5.104	Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per regione (biennio 2020-2021)	pag. 508
FIG. 5.105	Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (biennio 2020-2021)	» 508
FIG. 5.106	Posizionamento delle gestioni sul podio dello stadio III nel biennio 2020-2021 nelle Regioni di appartenenza	» 509
FIG. 5.107	Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2020-2021 (milioni di euro)	» 510
FIG. 5.108	Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2020-2021 (Milioni di euro)	» 510
FIG. 5.109	Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2020-2021)	» 511
FIG. 5.110	Penalità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2020-2021)	» 512
FIG. 5.111	Percentuale della popolazione residente regionale servita da una gestione risultata in premio o in penale	» 513
FIG. 5.112	Opex _{OC} quantificati nel quadriennio 2020-2023 pro capite per area geografica	» 515
FIG. 6.1	Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica	» 518
FIG. 6.2	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività	» 519
FIG. 6.3	Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività	» 519
FIG. 6.4	Gestori non Enti pubblici per attività svolta	» 520
FIG. 6.5	Gestori Enti pubblici per attività svolta	» 521
FIG. 6.6	Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2021 al 2022	» 522
FIG. 6.7	Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2017-2022)	» 523
FIG. 6.8	Andamento della raccolta differenziata per Regione e confronto con gli obiettivi (2021-2022)	» 523
FIG. 6.9	Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2022	» 524
FIG. 6.10	Percentuali di riciclo e raccolta differenziata a confronto con l'obiettivo comunitario (2010-2023)	» 525
FIG. 6.11	Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2022	» 525
FIG. 6.12	Predisposizioni tariffarie per Regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2022-2025 (% Comuni serviti; % popolazione servita)	» 527
FIG. 6.13	Distribuzione degli ETC per classi dimensionali	» 528
FIG. 6.14	Richieste revisioni infra-periodo per regione (% popolazione e ambiti tariffari interessati)	» 529
FIG. 6.15	Variazione media annuale delle entrate e del limite di crescita	» 530
FIG. 6.16	Variazione media delle entrate tariffarie e del limite annuale di crescita nel 2023	» 531
FIG. 6.17	Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori	» 532
FIG. 6.18	Valori medi dei coefficienti per il limite alla crescita	» 533
FIG. 6.19	Valori medi coefficiente di recupero di produttività relativi al 2023	» 533
FIG. 6.20	Valori medi del parametro ω nel 2023	» 535
FIG. 6.21	Valori medi del fattore di <i>sharing</i> b nel biennio 2023	» 535
FIG. 6.22	Composizione media dei costi PEF nel 2023 (%)	» 536
FIG. 6.23	Composizione media dei costi di gestione nel 2023 (%) – dettaglio per componente	» 536
FIG. 6.24	Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie relative al 2023	» 537
FIG. 6.25	Entrate tariffarie medie unitarie 2023 per macro-area – dettaglio per componente	» 538
FIG. 6.26	Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie	» 540
FIG. 6.27	Schemi regolatori selezionati dagli Enti territorialmente competenti (predisposizioni approvate dall'Autorità)	» 542
FIG. 6.28	Valori medi b e ω (predisposizioni approvate dall'Autorità)	» 544



CAPITOLO

1



**CONTESTO
INTERNAZIONALE
E NAZIONALE**

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Rispetto al recente passato, valutazioni e previsioni del Fondo monetario internazionale dell'aprile 2024 rendono un quadro più ottimista circa le prospettive dell'economia mondiale, nonostante la guerra Russia-Ucraina e un Medio Oriente più instabile per effetto dello scoppio delle ostilità fra Hamas e Israele, con l'entrata dell'esercito di Tel Aviv nella striscia di Gaza e le conseguenti difficoltà dei commerci attraverso Suez, a causa degli attacchi alle navi dei ribelli Houti. L'attacco militare dell'Iran direttamente contro Israele del 14 aprile 2024 è stato privo di conseguenze.

In effetti, per il biennio 2024-2025 è attesa una crescita media mondiale del 3,2%, del resto analoga a quella già registrata nel 2023, contro previsioni dell'aprile 2023 del 2,8% per il 2023 e del 3% per il 2024. Sembra dunque definitivamente rientrato il pericolo di stagflazione (stagnazione e contemporanea inflazione) paventato da diversi economisti, ancora a fine 2022.

Per il complesso delle economie avanzate lo sviluppo è atteso all'1,7% nel 2024 e all'1,8% nel 2025. Ma occorre rimarcare le differenze, anche consistenti, che si stanno creando sulle due sponde dell'Atlantico, per il triennio 2023-2025.

Infatti, il consuntivo 2023 ha visto la crescita americana al 2,5% contro uno 0,4% dell'Area euro; l'esercizio 2024 già in corso dovrebbe chiudersi con uno sviluppo USA del +2,7% e un +0,8% dell'Area euro. Solo il 2025 dovrebbe riportare i rispettivi tassi di sviluppo a medesimi ordini di grandezza: +1,9% per gli USA e +1,5% per l'Area euro. L'Unione europea, e in particolare l'Area euro, sta in effetti pagando quasi per intero gli effetti del conflitto Russia-Ucraina, anche a seguito della scelta di rifornirsi, per ritorsione politica contro Mosca, di prodotti energetici da fornitori più lontani, rispetto alla Federazione Russa, e quindi più costosi.

Ma al di là delle ragioni contingenti, a pesare sulla scarsa reattività dell'economia europea alla crescita mondiale rispetto agli USA, contribuisce anche la deindustrializzazione del Vecchio Continente in atto da tempo, che porta le compagnie europee a investire sempre di più in Asia o negli USA dove minore è l'incidenza degli oneri fiscali, burocratici e ambientali.

Del resto, gli USA, oltre a poter contare sul poderoso e ultra-consumista mercato interno, sull'estrema flessibilità della propria economia reale e a essere anche la capitale finanziaria e valutaria del mondo, si trovano anche in una favorevole posizione geografica (al centro dei bacini economici dell'Atlantico e dell'area Asia-Pacifico), con abbondanti risorse naturali interne, prima fra tutte quella energetica.

Se il peso dell'Area euro si limita ormai all'11,7% del PIL mondiale, le altre aree di potenziali contatti commerciali USA hanno ormai tutt'altro peso: al 33,4% dell'Asia in via di sviluppo (Cina e India comprese) si aggiunge il 3,7% del Giappone e il 7,3% dell'America Latina. Tali aree, economicamente assai dinamiche, pesano ancora di più sulla popolazione mondiale: complessivamente con il 57,6%.

In effetti, nel triennio 2023-2025 i tassi di crescita di PVS Asiatici, Cina, India e Asean-5 sono di gran lunga i più alti del mondo: 4,1%-7,8%. Più moderati i tassi di sviluppo di America Latina e Caraibi (2%-2,5%), ma comunque assai superiori a quelli europei.

L'Africa sub-sahariana, pur partendo da un peso limitato sul PIL mondiale (3,1%), sta crescendo del 2%-2,5%, ritmo del tutto insufficiente per permettere l'uscita dall'endemica povertà di questa area geografica.

Da notare che le politiche sanzionatorie contro la Federazione Russa non stanno avendo effetti dirompenti: il 2023 si è chiuso per Mosca con un PIL in aumento del 3,6% e il 2024 dovrebbe registrare un +3,2%. Solo nel 2025 è previsto un rallentamento all'1,8%, crescita comunque ancora superiore a quella dell'Area euro.

TAV. 1.1 Tassi di crescita dell'economia mondiale (valori percentuali)

PAESI E AGGREGATI	2019	2020	2021	2022	2023	PREVISIONE APRILE 2024	
						2024	2025
Mondo	2,8	-2,7	6,5	3,5	3,2	3,2	3,2
Economie avanzate	1,8	-3,9	5,7	2,6	1,6	1,7	1,8
Stati Uniti	2,5	-2,2	5,8	1,9	2,5	2,7	1,9
Unione europea^(A)	2,0	-5,5	6,1	3,6	0,6	1,1	1,8
Area euro	1,6	-6,1	5,9	3,4	0,4	0,8	1,5
Giappone	-0,4	-4,1	2,6	1,0	1,9	0,9	1,0
Federazione Russa	2,2	-2,7	6,0	-1,2	3,6	3,2	1,8
Paesi asiatici in via di sviluppo	5,2	-0,5	7,7	4,4	5,6	5,2	4,9
Cina	6,0	2,2	8,4	3,0	5,2	4,6	4,1
India	3,9	-5,8	9,7	7,0	7,8	6,8	6,5
Asean-5^(B)	4,8	-3,4	3,4	5,5	4,1	4,5	4,6
America Latina e Caraibi	0,2	-7,0	7,3	4,2	2,3	2,0	2,5
Medio Oriente e Asia Centrale	1,7	-2,4	4,5	5,3	2,0	2,8	4,2
Africa sub-sahariana	3,2	-1,6	4,7	4,0	3,4	3,8	4,0

(A) Dal 1° febbraio 2020, il Regno Unito non fa più parte dell'Unione europea; quindi, i dati relativi all'Unione europea non includono il Regno Unito.

(B) Indonesia, Malesia, Filippine, Thailandia e Vietnam.

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2024.

La buona *performance* mondiale dell'economia reale, migliore delle attese anche solo di un anno fa, contribuisce a contenere l'inflazione a livello globale. All'inflazione complessiva mondiale del 6,8% del 2023 si prevede seguirà il 5,9% nel 2024 e un ulteriore calo al 4,5% nel 2025.

Le politiche, per quanto restrittive, non hanno limitato più di tanto le *performance* delle borse mondiali, con il Dow Jones salito da 36,2 mila punti a inizio 2022 a 39,8 mila punti a fine marzo 2024, nonostante la compresenza dei due conflitti citati.

Ma il calo generalizzato dell'inflazione è dovuto anche al raffreddamento dei prezzi dell'energia, e in particolare del petrolio, con la quotazione media annuale del Brent scesa da 99 \$/bbl nel 2022 a 82 \$/bbl nel 2023. Nuove tensioni su tale fronte potrebbero invertire il *trend* al ribasso dell'inflazione mondiale.

Un altro motivo del rallentamento dei prezzi mondiali è collegato alla crisi interna del mercato immobiliare cinese, assai più lunga e pesante delle aspettative iniziali. Tale crisi si sta ripercuotendo sulla domanda interna, diminuendo anche le importazioni e lasciando più merci cinesi disponibili all'esportazione. I prezzi delle esportazioni di Pechino sono in effetti diminuiti, alleggerendo così l'inflazione mondiale. Ma in prospettiva ciò potrebbe innescare di nuovo gli attriti commerciali con gli USA, soprattutto dopo le elezioni presidenziali americane di novembre, a prescindere dal risultato.

Le politiche restrittive hanno però provocato l'aumento del saggio di interesse reale mondiale (di lungo termine) che in futuro peserà non poco sui paesi indebitati e, in particolare, sui PVS. Tale saggio reale è aumentato dal -5% del 2022 al -1,3% del 2023. Nel 2024 ha assunto valore positivo all'1% e nel 2025 è destinato a salire ulteriormente all'1,5%.

Ciò determinerà non solo un aumento del debito pubblico, ma anche maggiori restrizioni al credito privato e d'impresa e, quindi, all'acquisto di beni durevoli quali beni strumentali, elettrodomestici, automobili e immobili per abitazione o a destinazione economica. Salirà, col debito pubblico, anche il rischio di aumento della pressione fiscale. Se tale pressione, oltre che sui consumi, dovesse abbattersi anche sui redditi d'impresa, si avrebbe un conseguente rallentamento delle attività produttive e commerciali.

Mercato internazionale del petrolio

Il mercato petrolifero mondiale ha raggiunto un alto grado di maturità nel 2023. In particolare, i prezzi della più importante *commodity* dell'economia mondiale sono rimasti relativamente stabili, intorno agli 85 \$/bbl, nonostante il nuovo record di domanda e tre conflitti che minacciano la regolarità delle esportazioni: la guerra in Ucraina, condotta dal 24 febbraio 2022 dalla Russia, uno dei tre grandi produttori ed esportatori di petrolio; la guerra di Gaza, iniziata il 7 ottobre 2023, anniversario della guerra di 50 anni prima che innescò il primo devastante *shock* petrolifero del 1973; gli attacchi dei ribelli Houti del Mar Rosso, intensificatisi nel gennaio 2024, con l'appoggio dell'Iran, che hanno portato a un crescendo di schermaglie con Israele, culminate il 14 aprile 2024 nel primo scontro militare diretto fra i due Paesi. Di fronte a queste tensioni politiche e militari, il mercato è rimasto stabile, grazie a fondamenta solide e a meccanismi di mercato nettamente più efficienti di quelli del passato.

Da una parte, la domanda continua la sua crescita inarrestabile e raggiunge nel 2023 un nuovo picco a poco meno di 102 milioni di barili (Tav. 1.2), con un incremento superiore ai 2 milioni di barili/giorno, variazione annuale raramente verificatasi in passato. Dall'altra, l'offerta segue spedita l'espansione della domanda, con un'abbondanza di nuovi progetti che, per il momento, allontanano i rischi di carenza di investimenti per i prossimi anni.

Ne è risultato un prezzo del greggio di 82,2 \$/bbl, in calo rispetto ai 99 \$/bbl dell'anno precedente e ancora lontano dalla soglia dei 100 \$/bbl su cui aveva oscillato fino al 2014.

Domanda e offerta

La stabilità dei prezzi è stata ottenuta soprattutto come conseguenza di una domanda della Cina meno brillante del passato, che ha visto un rallentamento rispetto ai ritmi di crescita nell'ordine del 5% registrati negli anni 2000 e ora scesi verso il 2%, variazione più in linea con quella delle economie mature dell'Occidente. Il passaggio della Cina verso una struttura economica e industriale meno *energy intensive* rappresenta un cambiamento strutturale, atteso e in linea con quanto accaduto in passato ad altri Paesi, ma si sta manifestando con maggiore velocità e, pertanto, con qualche maggiore incertezza. Infatti, sono evidenti anche i timori di una caduta delle attività di base dell'economia cinese che pesano sui consumi e sulle aspettative dei prezzi. Il settore delle costruzioni è in crisi e quello delle infrastrutture incontra seri ostacoli verso gli obiettivi fissati dalla politica pianificatrice di Pechino. Tutto ciò rallenta la crescita ma non la inverte e, infatti, i consumi raggiungono comunque un nuovo picco a 16,46 milioni di barili/giorno, con un incremento nel 2023 pari a 1,7 milioni di barili/giorno, mentre per il 2024 ci si attende una frenata (a motivo di aspettative ribassiste sui prezzi). Nel resto dell'Asia, l'area mondiale di maggiore incremento dei consumi, manca ancora chi possa essere il sostituto della Cina, con l'India che sta ancora affrontando problemi interni e le altre economie che sono ancora troppo periferiche.

Sempre sul lato della domanda, permane stabile quella dell'America, ferma sopra ai 25 milioni di barili/giorno, per effetto di dinamiche strutturali negli Stati Uniti. Nonostante ritmi di crescita dell'economia intorno al 3%, i consumi petroliferi del Paese più energivoro del mondo rimangono fermi intorno a 20 milioni di barili/giorno. Si tratta di un miglioramento dell'efficienza del sistema statunitense solo in parte dovuto all'elettrificazione dei trasporti, mentre pesano maggiormente i cambiamenti nelle abitudini di mobilità degli americani dopo la pandemia del 2020, con un maggiore ricorso al telelavoro. Importante rimane anche il miglioramento dell'efficienza dei motori tradizionali.

TAV. 1.2 Domanda mondiale di petrolio dal 2019 al 2023 e previsione per il 2024 (in milioni di barili/giorno)

PAESI E AGGREGATI	2019	2020	2021	2022	2023	PREVISIONE 2024
Paesi OCSE	47,7	42,0	44,8	45,68	45,75	45,69
America ^(A)	25,4	22,4	24,3	24,79	25,03	25,04
Europa ^(B)	14,3	12,4	13,1	13,51	13,40	13,34
Asia-Oceania ^(C)	7,9	7,2	7,4	7,38	7,32	7,31
Paesi non OCSE	52,9	49,5	52,8	54,04	56,21	57,47
Russia e altri paesi CSI	4,7	4,6	4,9	4,93	4,93	4,87
Europa	0,8	0,7	0,8	0,80	0,80	0,81
Cina	14,1	14,2	15,4	14,74	16,46	17,00
Altri Asia	14,1	12,7	13,4	14,08	14,39	14,86
America Latina	6,3	5,5	5,9	6,24	6,37	6,41
Medio Oriente	8,8	8,1	8,5	8,92	8,94	9,10
Africa	4,1	3,8	4,0	4,33	4,32	4,42
TOTALE MONDO	100,6	91,5	97,7	99,72	101,96	103,16

(A) Canada, Cile, Messico e Stati Uniti.

(B) Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia e Regno Unito.

(C) Australia, Giappone, Corea, Nuova Zelanda, Israele.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2024.

Nel complesso, la domanda globale continua, dopo l'interruzione a causa della pandemia del 2020, a registrare nuovi record ogni anno, contrariamente alle previsioni prevalenti relative al raggiungimento di un picco a breve, con successiva inversione. L'alternativa al petrolio nei trasporti viene confermata come estremamente difficile, siano i biocarburanti oppure il vettore elettrico. Il 97% della domanda di energia del settore trasporti è fatto con i derivati del petrolio, dalla benzina per le auto, al gasolio per i camion, dal cherosene per gli aerei al bunker per le grandi navi container, senza dimenticare i più marginali, ma non meno importanti, lubrificanti per i motori o bitumi per gli asfalti. Con un'economia globale che, pur con crisi geopolitiche, sarà sempre più interconnessa, si prevede che i trasporti continueranno a salire, spingendo sui consumi di petrolio; per tale ragione è prevedibile che il raggiungimento del picco di domanda non si verificherà nel breve periodo e, in ogni caso, nel prossimo decennio.

TAV. 1.3 *Produzione mondiale di petrolio dal 2019 al 2023 e previsione per il 2024 (in milioni di barili/giorno)*

PAESI E AGGREGATI ^(A)	2019	2020	2021	2022	2023	PREVISIONE 2024 ^(E)
Paesi OCSE	28,7	28,0	28,2	29,3	31,1	31,8
Americhe	24,8	23,9	24,3	25,6	27,4	28,1
Europa	3,4	3,6	3,4	3,2	3,2	3,2
Asia-Oceania	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Paesi non OCSE	31,8	30,3	30,5	31,0	38,1	38,6
Russia e altri paesi CSI	14,6	13,5	13,8	13,9	13,8	13,5
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4
Resto Asia	3,3	3,0	2,9	2,7	2,7	2,6
America Latina	5,3	5,3	5,3	5,6	6,2	6,7
Medio Oriente	3,0	3,0	3,1	3,2	3,1	3,1
Africa	1,5	1,4	1,3	1,3	2,5	2,5
Guadagni di raffinazione	2,4	2,1	2,3	2,3	2,4	2,4
Biocarburanti ^(B)	2,8	2,7	2,8	2,9	3,1	3,3
Totale non OPEC	65,6	63,1	63,8	65,5	69,2	70,4
Totale OPEC^(C)	35,0	30,8	31,6	34,4	32,9	33,5
Greggio	29,6	25,7	26,4	29,1	27,5	28,0
- Gas liquidi	5,3	5,1	5,2	5,3	5,5	5,5
TOTALE MONDO	100,6	93,9	95,3	99,9	102,1	103,8
Variazione scorte^(D)	0,0	2,3	-1,2	-0,4	0,0	0,0

(A) I dati AIE sulla produzione mondiale di petrolio per paesi o aggregati includono greggio, condensati e frazioni liquide del gas naturale (*Natural Gas Liquids* – NGLs) e altre fonti non convenzionali.

(B) Biocarburanti prodotti in paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(C) Riferito ai paesi appartenenti all'OPEC.

(D) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

(E) Previsioni Nomisma Energia – NE.

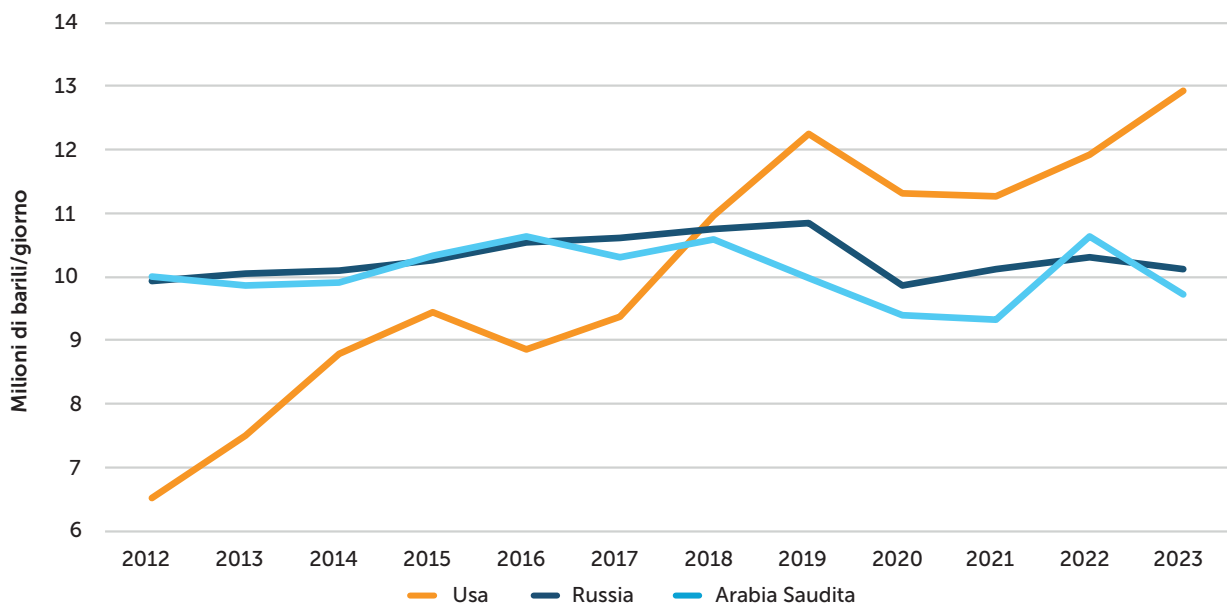
Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2024.

A fronte del sensibile aumento della domanda, la produzione globale ha seguito la crescita con altrettanto vigore e ha contribuito in maniera decisiva a mantenere stabili le quotazioni, nonostante le tensioni geopolitiche

del Medio Oriente, dove si concentra la gran parte delle riserve di greggio e delle esportazioni di petrolio e di prodotti.

L'OPEC e il gruppo degli altri produttori guidati dalla Russia, tutti insieme nell'aggregato OPEC+, hanno comunque contribuito alla stabilità dei mercati, considerato il parziale successo della politica di contenimento della produzione volta a sollevare le quotazioni, ma anche il fatto che, nonostante il conflitto e le sanzioni, la Russia abbia potuto continuare a esportare in misura sostenuta nel corso dell'intero anno 2023. L'embargo dei Paesi occidentali sulle esportazioni petrolifere russe ha avuto come effetto che i quantitativi che Mosca esportava in Europa sono stati dirottati verso l'India e la Cina, liberando volumi dal Medio Oriente per l'Europa e non modificando, diversamente da quanto temuto, la tendenziale crescita dell'offerta.

FIG. 1.1 *Produzione di petrolio nei primi tre paesi produttori*



Fonte: U.S. Energy Information Administration.

La produzione è salita soprattutto grazie all'attività mineraria a monte dell'industria che ha portato al completamento di nuovi grandi progetti fuori dal Medio Oriente. Una tendenza di carattere strutturale, che aiuta il mercato petrolifero a trovare maggiore stabilità, lontano dall'instabilità politica generata nel Medio Oriente. Cresce ancora in maniera sostenuta la produzione statunitense da greggi non convenzionali, con un ritmo ormai regolare di oltre un milione di barili/giorno ogni anno, sia nel 2022 che nel 2023. Si riteneva che la maggiore disciplina finanziaria che negli ultimi anni caratterizza i produttori americani, i *frackers*, potesse portare a una frenata della crescita, o, addirittura, a un calo. Invece, l'industria continua a investire e a ottenere nuove estrazioni anche grazie alla semplice riduzione dei costi di produzione che, nei casi più complessi, vengono indicati al massimo a 40 \$/bbl. Questa condizione strutturale del mercato petrolifero americano, che rimane anche quello con i consumi più alti, aiuta a disegnare scenari di maggiore stabilità dei prezzi del greggio nel lungo periodo. Gli effetti positivi si estendono anche al mercato del gas considerato che, come da tradizione dell'industria, con il petrolio viene sempre prodotto molto gas associato che, nella fase *upstream*, rimane una sorta di sottoprodotto ma negli USA trova destinazione nell'abbondante capacità di esportazione di GNL anche quando i suoi prezzi sono bassi.

Nuove produzioni di petrolio sono arrivate dal Sud America, in particolare da Brasile e Nuova Guyana, confermando come i bacini in mare aperto in acque profonde delle due sponde del Sud Atlantico siano particolarmente ricchi di riserve, sia sul fronte americano che su quello africano. Giungono ora a completamento quei grandi investimenti che per anni avevano rappresentato una frontiera difficile, ma sui quali le compagnie occidentali hanno investito e innovato e ora possono incassare rilevanti entrate finanziarie con redditività relativamente alta. Peraltro, le riserve di queste zone si confermano ancora abbondanti per i prossimi anni, prospettiva che, di nuovo, aiuta a contenere le aspettative rialziste.

TAV. 1.4 *Produzione trimestrale di greggio OPEC e OPEC+ (in milioni di barili/giorno)*

PAESI	2022					2023				
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA
Arabia Saudita	10,2	10,4	10,9	10,6	10,5	10,4	10,1	9,0	8,9	9,6
Iraq	4,3	4,4	4,5	4,5	4,4	4,3	4,1	4,3	4,3	4,3
Emirati Arabi Uniti	3,1	3,3	3,5	3,4	3,3	3,4	3,3	3,2	3,2	3,3
Iran	2,5	2,5	2,5	2,6	2,5	2,7	3,0	3,1	3,2	3,0
Kuwait	2,6	2,7	2,8	2,7	2,7	2,7	2,6	2,6	2,6	2,6
Nigeria	1,3	1,2	1,0	1,1	1,2	1,3	1,1	1,2	1,3	1,2
Libia	1,1	0,8	1,0	1,2	1,0	1,2	1,2	1,1	1,2	1,2
Algeria	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0
Venezuela	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Congo	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Gabon	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Guinea Equatoriale	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
TOTALE OPEC	28,5	28,7	29,6	29,4	29,1	28,3	27,8	26,8	27,1	27,5
Altri OPEC+	22,4	21,5	21,9	22,2	22,0	23,5	23,1	23,0	23,1	23,2
TOTALE OPEC+	50,9	50,2	51,4	51,6	51,1	51,8	50,9	49,8	50,2	50,7

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.

TAV. 1.5 *Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno (in milioni di barili/giorno)*

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
Arabia Saudita	12,00	12,22	12,20	12,20	2,79	2,21	1,70	2,57
Iran	3,70	3,80	3,80	3,80	-	1,30	-	-
Iraq	4,95	4,82	4,70	4,71	0,85	0,54	0,30	0,46
Emirati Arabi Uniti	3,45	4,03	4,10	4,17	0,59	1,15	0,90	0,95
Kuwait	2,86	2,78	2,80	2,80	0,44	0,23	0,10	0,22
Nigeria	1,80	1,53	1,40	1,34	0,31	0,32	0,10	0,12
Libia	1,25	1,23	1,20	1,20	0,90	0,18	0,00	0,08
Algeria	1,05	0,99	1,00	1,00	0,15	0,02	0,00	0,03

(segue)

PAESI	PRODUZIONE SOSTENIBILE				CAPACITÀ DI RISERVA			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
Congo	0,35	0,29	0,30	0,30	0,05	0,01	0,00	0,00
Gabon	0,22	0,21	0,20	0,20	0,02	-0,01	0,00	0,00
Guinea Equatoriale	0,12	0,12	0,10	0,10	0,01	0,02	0,00	0,00
Venezuela	0,70	0,81	0,80	0,80	0,19	0,01	0,10	0,03
TOTALE	33,90	34,00	33,80	32,62	6,48	6,00	3,30	4,46

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, 2023.

Con la crescita della produzione fuori dal cartello OPEC e con una domanda rallentata, la capacità produttiva inutilizzata all'interno dell'OPEC si espande a 4,46 milioni di barili/giorno nel 2023 (Tav. 1.5); nel 2024 dovrebbe raggiungere i 5 milioni di barili/giorno. Si tratta di un livello molto alto che ha contenuto le spinte rialziste nel corso del 2023 e che, nel 2024, dovrebbe pesare ulteriormente al ribasso. Storicamente, quando la capacità produttiva inutilizzata sale verso i 5 milioni di barili/giorno, i prezzi sono segnati da debolezza.

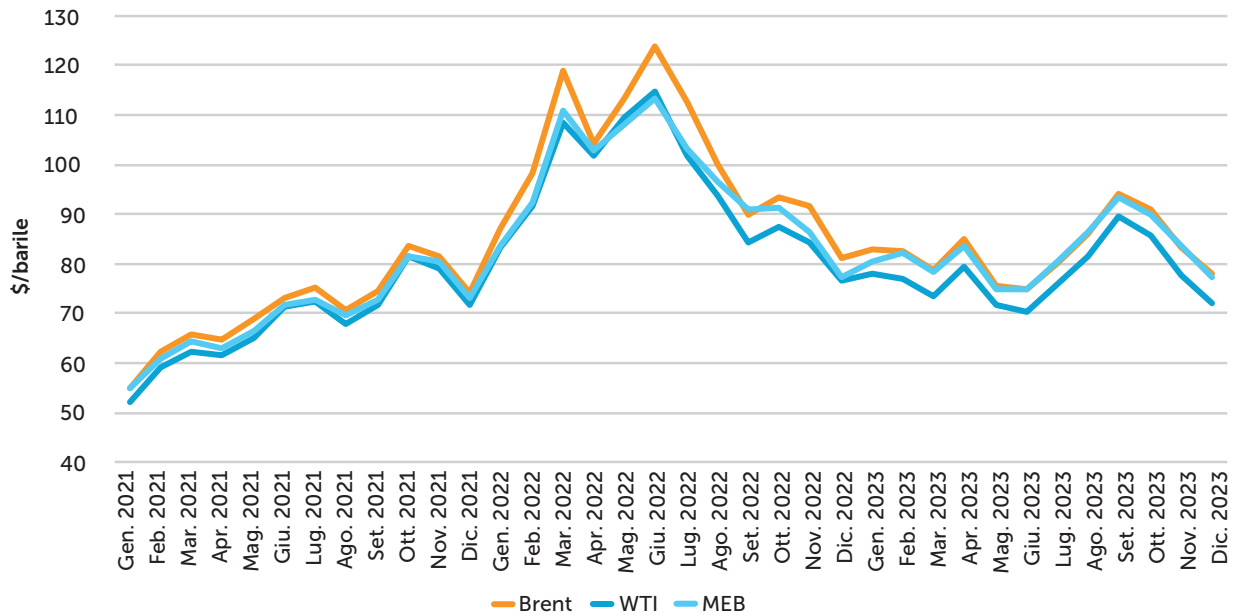
Prezzi dei greggi

Dopo avere superato la soglia dei 100 \$/bbl nel 2022, il prezzo medio del Brent per il 2023 è ridisceso verso gli 80 \$/bbl, sorprendendo per debolezza, considerate le premesse, a fine 2022, di potenziale scarsità (Fig. 1.2). La soglia dei 100 \$/bbl, che sembrava facilmente raggiungibile, si è allontanata nel 2023, e anche nel 2024 sembra difficile che i prezzi possano tornare a quei livelli. Fino al 2014 sembrava che le quotazioni non potessero più scendere sotto tale soglia. È stata sempre la produzione degli USA, con il boom della produzione da fratturazione idraulica prima del 2014, a portare i prezzi di nuovo abbondantemente sotto i 100 \$/bbl. Con il conflitto Russia-Ucraina, le previsioni erano di un ritorno verso i picchi toccati nel luglio del 2008 di 140 \$/bbl.

La crescita della produzione, come spiegato, è stata la ragione prima del contenimento dei prezzi, ma, approfondendo l'analisi, la sua costante salita è riconducibile a costi bassi che da sempre contraddistinguono questa industria, con rendite minerarie altissime non riscontrabili in altri mercati di *commodity*, né industriali né alimentari. Le aree di maggiore produzione, quelle del Medio Oriente, hanno costi di produzione che raramente superano i 5 \$/bbl e ciò spiega anche le enormi entrate finanziarie dei Paesi dell'area, spesso investite in maniera poco efficiente.

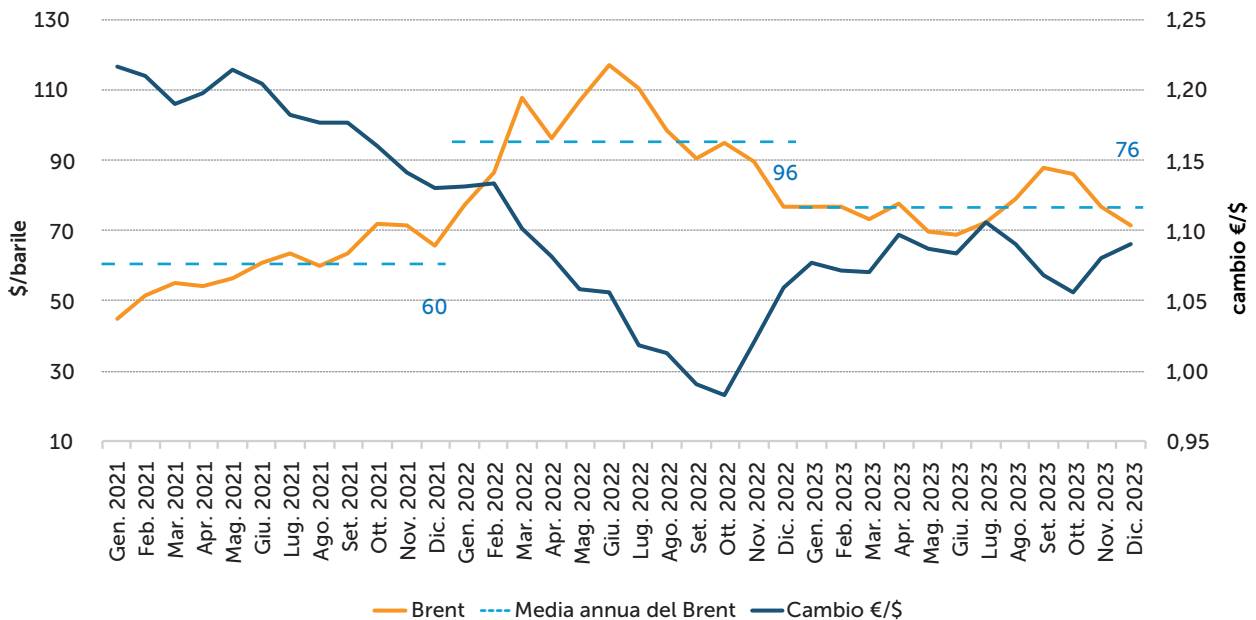
Da anni il mercato petrolifero internazionale, nel suo percorso verso una maggiore efficienza, si affida, nella formazione dei prezzi, alle borse a termine, in particolare l'ICE (*Intercontinental Exchange*) di Londra e il NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) quotato dal CME (*Chicago Mercantile Exchange*). L'interrelazione con i mercati fisici è sempre molto stretta, quasi sovrapposta, non più contrapposta, come era nei primi anni del loro avvio, negli anni '80. La *commodity* petrolio, con i suoi derivati, si conferma di gran lunga la più importante al mondo e la finanza, che ruota intorno alle sue borse, contribuisce ad aumentarne l'efficienza.

FIG. 1.2 Prezzo dei greggi Brent, WTI e MEB



Fonte: Platts.

FIG. 1.3 Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Platts e Banca centrale europea.

Rimangono alcuni problemi fisici della produzione dei singoli greggi e della loro significatività per tutti i mercati al consumo. Per anni, la principale criticità è stata rappresentata dalla caduta della produzione del Brent del Mare del Nord, che dal grande giacimento a nord delle Shetland in Scozia, scoperto alla fine degli anni '60, era ormai azzerata dal 2021. Nel tempo questa produzione era stata sostituita da quella di altri giacimenti, come il Forties, l'Ekofisk, ma anche questi ultimi hanno successivamente registrato una riduzione. Dal 2023 è stato introdotto

nel sistema, con consegna fisica nell'area di Rotterdam, il greggio americano WTI (*West Texas Intermediate*). Il passaggio ha portato maggiore efficienza, grazie ai meccanismi di copertura e integrazione con gli strumenti finanziari delle borse a termine. Quel che è opportuno sottolineare è che la produzione americana, una volta in declino, dopo 20 anni di forte crescita ha permesso di aumentare i volumi di esportazione e ora contribuisce in maniera decisiva ai meccanismi di formazione dei prezzi di tutto il mondo, Europa inclusa.

Mercato internazionale del gas naturale

Nel 2023 i mercati del gas naturale hanno mostrato segnali di riequilibrio dopo un periodo di *shock* successivi, con i prezzi *spot* del gas che sono saliti dai minimi record del 2020, durante la pandemia di Covid-19, ai massimi senza precedenti del 2022, nel contesto della crisi energetica in Europa. I prezzi *spot* del gas hanno registrato un notevole calo dovuto principalmente a due inverni miti consecutivi, pur rimanendo superiori alle medie storiche. Questo calo dei prezzi ha sostenuto la crescita della domanda di gas naturale, con molti Paesi che, ancora una volta, hanno favorito il gas naturale rispetto ad altre fonti energetiche. La produzione globale di gas naturale è aumentata di conseguenza per soddisfare la crescente domanda e il commercio globale di GNL ha continuato la sua traiettoria ascendente, con la messa in servizio di nuova capacità di rigassificazione di GNL che ha raggiunto un livello record. Inoltre, si è registrato un aumento significativo dei contratti di GNL a lungo termine spinto dalla volontà degli acquirenti di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas. I mercati del gas naturale potrebbero essere influenzati in modo significativo dalla messa in servizio di nuovi impianti di liquefazione del GNL, con una potenziale pressione al ribasso sui prezzi *spot* del gas. La COP28 del novembre 2023 ha riconosciuto il ruolo che i combustibili transitori possono svolgere nel facilitare la transizione energetica garantendo al tempo stesso la sicurezza energetica, restituendo quindi al gas naturale un ampio spazio prospettico di mercato.

Domanda di gas naturale

Il 2023 ha visto una contrazione dello 0,69% dei consumi mondiali di gas, scesi da 4.109 a circa 4.095 G(m³) (Tav. 1.6). Dopo la riduzione del 2022, la domanda di Asia Pacifico e Cina è rimbalsata registrando, rispettivamente, +2,9% e +7,4%; si è contratta pesantemente l'Europa (-6,9%) e solo minimamente il Centro e il Sud America (-0,7%). Sono state marginali le crescite di Nord America (+1,1%) e Medio Oriente (+2,1%), come pure quella africana (+3,5%).

Nel complesso dei Paesi OCSE (Tav. 1.7) si rileva una riduzione dei consumi del -2% circa, che segue quella dello 0,7% del 2022; su quest'ultima ha pesato particolarmente la contrazione dell'area OCSE Europa (-12%).

Il calo dei prezzi del gas e la ripresa economica in vari paesi hanno stimolato i consumi nei settori industriale e della produzione di energia. Il clima invernale più caldo del solito ha esercitato pressioni al ribasso sulla domanda di gas, solo parzialmente compensate dalla domanda di gas conseguente al fabbisogno di raffrescamento per le temperature elevate record registrate in molte regioni durante i mesi estivi. Il comparto a maggiore consumo di gas rimane la produzione di energia elettrica, con una quota invariata del 44%, mentre il residenziale si contrae dal 22% al 20% e l'industria dal 18% al 17%.

TAV. 1.6 Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Africa	161	169	170	176	3,5%
Asia pacifico	834	891	877	902	2,9%
Centro e Sud America	142	153	150	149	-0,7%
Eurasia	584	649	622	631	1,4%
Europa	576	609	524	488	-6,9%
Medio Oriente	547	562	580	592	2,1%
Nord America	1.079	1.091	1.144	1.157	1,1%
TOTALE MONDO^(A)	3.924	4.124	4.067	4.095	0,69%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.790	1.820	1.806	1.770	-2,0%
Unione Europea	400	415	356	330	-7,3%
Cina	325	367	364	391	7,4%
USA	868	874	919	928	1,0%
Russia	460	516	487	495	1,6%

(A) La domanda non include le iniezioni nette in stoccaggio.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE Gas Market Report, AIE Monthly Gas Statistics e Eurostat.

Nel 2023, il consumo di gas nella regione Asia Pacifico è aumentato del 2,9%, superando i 900 G(m³); la Cina ha guidato la crescita, seguita dall'India (con un aumento di 8 G(m³), pari al 13%), per effetto del passaggio dal carbone al gas nella produzione di energia; al contrario, il Giappone e la Corea del Sud hanno registrato un calo, rispettivamente, di 8 e 5 G(m³).

Negli USA la domanda di gas nel settore della produzione di energia è cresciuta del 6,6%, spinta dalla transizione in corso dal carbone al gas e dalla crescente integrazione delle fonti energetiche rinnovabili, che necessitano di una generazione flessibile di elettricità a gas per la stabilità della rete. Nel mix energetico, il gas continua a primeggiare, con una quota del 43%, seguito da nucleare (18%), energie rinnovabili (17%), carbone (16%) e idro-elettrico (6%).

TAV. 1.7 Bilancio del gas naturale nell'area OCSE (in G(m³))

AREA DI CONSUMO	2019	2020	2021	2022	2023
OCSE Americhe					
Produzione interna	1.185	1.172	1.208	1.275	1.325
+ Importazioni	119	110	118	122	117
- Esportazioni	208	221	268	281	298
- Variazione scorte	12	8	-7	-10	22
Consumo lordo ^(A)	1.068	1.048	1.059	1.111	1.117
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	170	170	180	192	190

(segue)

AREA DI CONSUMO	2019	2020	2021	2022	2023
+ Importazioni	172	168	166	160	149
- Esportazioni	100	102	113	116	115
- Variazione scorte	-1	-1	-3	2	2
Consumo lordo ^(A)	237	236	224	226	216
OCSE Europa					
Produzione interna	219	202	194	204	185
+ Importazioni	776	733	737	697	563
- Esportazioni	450	442	414	391	306
- Variazione scorte	20	-13	-23	36	4
Consumo lordo ^(A)	522	507	534	470	437
TOTALE OCSE					
Produzione interna	1.574	1.544	1.582	1.672	1.700
+ Importazioni	1.067	1.011	1.021	979	829
- Esportazioni	758	765	795	788	719
- Variazione scorte	31	-6	-27	28	27
Consumo lordo ^(A)	1.827	1.790	1.820	1.806	1.770

(A) Il consumo lordo include differenze statistiche che non sono evidenziate.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*.

A livello di Unione europea, il 2023 ha visto una nuova flessione dei consumi, di 26 G(m³), pari al 7,3%, influenzata dal clima invernale mite della regione, dal rinnovo delle normative UE su una riduzione volontaria del 15% della domanda di gas e dall'aumento della produzione di energia eolica e solare. La diminuzione è stata guidata principalmente dal settore della produzione di energia, con un calo record nella produzione di energia da combustibili fossili: in particolare, la produzione di gas e di elettricità da carbone è diminuita rispettivamente del 16% e del 27%, mentre la produzione eolica ha registrato un aumento del 13% e ha superato per la prima volta quella a gas. All'interno del mix energetico, le energie rinnovabili detengono la quota maggiore, con il 33%, seguite dal nucleare al 24%, dal gas al 17%, dall'idroelettrico al 13% e dal carbone al 13%. Anche il settore residenziale ha registrato un calo della domanda, come conseguenza del clima invernale mite, mentre il settore industriale ha mostrato segnali di ripresa, spinto dal calo dei prezzi del gas.

Considerando i primi cinque mercati dell'Unione europea (Tav. 1.8), la riduzione dei consumi più importante si è osservata in Francia (-11,7%), in Italia (-11,2%) e in Spagna (-10,2%), mentre per i Paesi Bassi la contrazione è stata del -4,9% e per la Germania del -3,5%.

TAV. 1.8 Consumi di gas naturale nell'Unione europea (in G(m³))

PAESI	2019	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Austria	9,3	8,8	9,3	8,2	7,0	-14,6%
Belgio	18,2	18,3	18,3	15,7	14,8	-6,1%
Bulgaria	2,9	3,0	3,4	2,7	2,5	-5,8%

(segue)

PAESI	2019	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Cechia	8,7	8,8	9,5	7,6	6,8	-10,1%
Croazia	2,9	3,0	2,9	2,5	2,5	1,4%
Danimarca	2,9	2,8	3,0	2,3	2,3	0,7%
Estonia	0,5	0,4	0,5	0,4	0,3	-9,9%
Finlandia	2,6	2,4	2,4	1,3	1,6	24,5%
Francia	41,6	38,6	40,9	37,0	32,6	-11,7%
Germania	91,8	89,3	93,6	79,3	76,5	-3,5%
Grecia	5,2	5,8	6,4	5,2	4,7	-10,1%
Irlanda	5,4	5,5	5,2	5,3	4,9	-7,9%
Italia	74,3	70,9	76,1	69,5	61,7	-11,2%
Lettonia	1,4	1,1	1,2	0,8	0,8	-4,8%
Lituania	2,2	2,4	2,3	1,6	1,6	-3,9%
Lussemburgo	0,8	0,7	0,8	0,6	0,6	-6,2%
Malta	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3%
Paesi Bassi	44,9	44,1	42,3	33,0	31,4	-4,9%
Polonia	21,3	22,0	23,4	19,4	20,1	3,6%
Portogallo	6,0	6,0	5,8	5,5	4,4	-19,7%
Romania	11,2	11,7	12,1	10,2	9,5	-6,4%
Slovacchia	4,7	4,9	5,5	4,5	4,3	-5,9%
Slovenia	0,9	0,9	1,0	0,8	0,8	-3,6%
Spagna	35,4	31,7	33,6	32,3	29,0	-10,2%
Svezia	1,1	1,1	1,2	0,7	0,8	11,5%
Ungheria	10,2	10,6	11,2	9,5	8,5	-10,9%
Unione europea	406,8	395,2	412,3	356,3	330,4	-7,3%

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics Information* e Eurostat (per Bulgaria, Croazia, Romania, Malta).

In Francia, il consumo di gas nella produzione di energia è diminuito del 41%, da 5,5 G(m³) nel 2022 a 3,2 G(m³) nel 2023, spinto dalla maggiore disponibilità nucleare a seguito di estesi lavori di manutenzione in vari siti di centrali nucleari nel 2022: l'anno 2023 ha visto un aumento sostanziale della produzione di energia nucleare (fonte dominante, con una quota del 68%), da 278 TWh nel 2022 a 319 TWh nel 2023.

La domanda di gas in Italia nel 2023 è stata pari a 61,9 G(m³), in diminuzione di 6,9 G(m³), pari al 10,0%, rispetto al 2022, a causa del calo dei consumi registrato in tutti i principali settori di attività. In particolare, la riduzione della domanda di gas è principalmente attribuibile al settore termoelettrico (-4,10 G(m³); -13,6%) a seguito dell'aumento delle importazioni di energia elettrica derivante dalla ripresa del nucleare francese, della maggiore produzione idroelettrica, della riduzione della domanda elettrica anche per la lenta ripresa del settore industriale, del maggiore peso delle rinnovabili; il settore residenziale e terziario (-2,16 G(m³); -8,6%) ha goduto delle temperature complessivamente più miti rispetto al 2022, oltre che delle azioni di contenimento dei consumi che hanno influenzato i primi mesi dell'anno; il settore industriale (-0,61 G(m³); -5,2%) è stato influenzato, come lo scorso anno, dall'andamento dei prezzi energetici e dall'instabile situazione macroeconomica, con riduzione della pro-

duzione industriale in specifici comparti ad alta intensità energetica. La domanda di gas in termini normalizzati per la temperatura è stimata pari a 63,4 G(m³), vale a dire una diminuzione di 6,0 G(m³) (-8,6%) rispetto al 2022.

Offerta di gas naturale

Nel 2023 la produzione mondiale di gas (Tav. 1.9) è tornata ai livelli del 2021, riguadagnando con un +0,36% il modesto calo dell'anno precedente, sospinta dagli alti prezzi internazionali. La produzione di gas non convenzionale, cresciuta costantemente negli ultimi anni, ha fatto segnare un ulteriore incremento, con una quota sulla produzione globale di gas naturale al 32% (rispetto al 31% dell'anno precedente): il gas non convenzionale rappresenta il 90% circa della produzione statunitense e il 41% circa di quella cinese.

Complessivamente, l'area OCSE ha fatto registrare una crescita della produzione dell'1,7%, a fronte di una riduzione dei consumi del 2%, mentre le importazioni sono diminuite del 15,3% (-150 G(m³)) e le esportazioni dell'8,8%.

In riferimento all'area OCSE Europa, nel 2023 le importazioni sono diminuite del 19,2% a seguito del calo della domanda: in particolare, è proseguito il crollo delle importazioni dalla Russia (-44%), come pure è stato notevole il calo dei flussi da altri Paesi europei (-25%) e dall'Asia (-26%). Sempre in riferimento all'area OCSE Europa, il 46% delle importazioni nel 2023 proviene da Paesi europei, solo il 7% dalla Russia, il 4% dall'Asia e il restante 43% da altri Paesi (USA *in primis*).

Nel 2023 l'Europa ha registrato una notevole diminuzione della produzione di gas naturale, scesa a 215 G(m³): questo calo è dovuto principalmente alla riduzione della produzione dalla Norvegia, dai Paesi Bassi e dal Regno Unito, con diminuzioni rispettivamente di 7 G(m³), 5,5 G(m³) e 4,6 G(m³).

La produzione di gas della Norvegia si è attestata a 126 G(m³), con una riduzione del 5,3%, dovuta principalmente all'estensione della durata della manutenzione nel maxi-giacimento di Troll e nella centrale di trattamento gas di Kollsnes nel Mare del Nord; in particolare, il giacimento di Troll ha registrato una riduzione del 15,5% della produzione. La produzione di gas dei Paesi Bassi è stata di 12,4 G(m³), continuando la sua inarrestabile tendenza negativa; il grande giacimento di Groningen, un tempo il più grande d'Europa, in produzione da 65 anni, ha ufficialmente cessato le operazioni nell'anno. La produzione di gas del Regno Unito è diminuita del 15% attestandosi a 30,9 G(m³). Tra gli sviluppi produttivi in Europa vanno segnalati l'avvio della produzione di gas dal giacimento turco di Sakarya nel Mar Nero, dal giacimento Fenja nel Mare di Norvegia e dal giacimento di gas Cygnus nel Regno Unito.

TAV. 1.9 Produzione di gas naturale nelle principali aree del mondo (in G(m³))

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Africa	240	260	251	253	0,80%
Asia pacifico	622	648	660	670	1,52%
Centro e Sud America	150	148	151	149	-1,32%
Eurasia	866	961	865	830	-4,05%

(segue)

PAESI E AGGREGATI	2020	2021	2022	2023	VARIAZIONE 2022/2023
Europa	230	222	230	215	-6,52%
Medio Oriente	670	692	715	725	1,40%
Nord America	1.145	1.172	1.240	1.285	3,63%
TOTALE MONDO	3.923	4.103	4.112	4.127	0,36%
<i>di cui:</i>					
Paesi OCSE	1.544	1.582	1.672	1.700	1,69%
Unione Europea	56	51	47	38	-19,84%
Cina	189	205	216	230	6,48%
USA	954	984	1021	1061	3,92%
Russia	692	762	672	638	-5,06%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati AIE *Gas Market Report Q2 2023*, AIE *Monthly Gas Statistics* e Eurostat.

Nel 2023 i Paesi dell'UE hanno importato 155 G(m³) di gas via metanodotto, con una diminuzione di 48 G(m³) rispetto ai livelli del 2022: questo calo del 24% è stato principalmente determinato dalla riduzione delle importazioni dalla Russia e dalla Norvegia. Nel 2023, la Norvegia è rimasta il principale fornitore via gasdotto per l'UE, rappresentando il 54% della fornitura totale via gasdotto, mentre l'Algeria ha rappresentato il 19% e la Russia il 17%. Si sono registrati aumenti marginali nella quota di fornitura da parte dei restanti fornitori: l'Azerbaijan è aumentato dal 6% nel 2022 al 7% nel 2023 e la Libia dall'1% al 2%.

Le importazioni mensili di gas via tubo nell'UE sono rimaste sostanzialmente stabili lungo tutto il 2023: nei mesi di gennaio e febbraio, date le elevate scorte di gas nella regione, l'ampia offerta di GNL e la debole domanda invernale, le importazioni di gas da gasdotti si sono ridotte mentre il livello dei flussi è aumentato nei mesi successivi; l'offerta dalla Norvegia ha subito interruzioni impreviste durante l'estate, oltre a quelle per la manutenzione annuale in settembre; infine, nel quarto trimestre, la fornitura di gas attraverso i gasdotti si è mantenuta più stabile. Le importazioni di gas tramite gasdotti da Algeria, Azerbaijan e Libia hanno registrato variazioni marginali durante tutto l'anno: la loro fornitura totale è rimasta pressoché invariata dal 2022.

Per quanto attiene al profilo dell'offerta dalla Norvegia all'UE, l'anno 2023 è stato l'anno con la *performance* più bassa dei cinque anni precedenti, con il tasso medio di esportazioni via tubo che ha raggiunto appena 7,0 G(m³) al mese: negli anni dal 2019 al 2021, erano stati importati dalla Norvegia mediamente 7,3 G(m³) al mese e nel 2022 si è osservato uno sforzo per aumentare la produzione e le esportazioni di gas, che ha portato all'aumento del flusso medio mensile a 7,9 G(m³). Con la messa in servizio del Baltic Pipe nel novembre 2022, la Norvegia ha iniziato le forniture verso la Polonia a scapito del calo verso gli altri cinque Paesi registrato nel 2023.

A partire dal 2023, le uniche esportazioni via gasdotto dalla Russia verso l'UE avvengono attraverso due rotte, quella dal Turkstream e quella attraverso l'Ucraina: il gasdotto dal Turkstream ha rappresentato il 51% del totale dei flussi russi verso l'UE dell'anno e, rispetto all'anno precedente, le esportazioni di gas attraverso questa rotta sono aumentate del 5%.

L'importazione di GNL in Europa è cresciuta del 2,7% rispetto al 2022, raggiungendo i 134,3 G(m³): l'*import* dalle Americhe ha ulteriormente accresciuto la sua quota arrivando al 50% del totale, compensando la contrazione

delle quote dell’Africa (dal 21% al 19%), della Russia (dal 15% al 13%) e del Medio Oriente (dal 15% al 14%), mentre la quota di altre aree è salita dal 3% al 5%.

TAV. 1.10 Importazioni lorde dei paesi OCSE per area di provenienza (in G(m³))

AREA DI PROVENIENZA	2019	2020	2021	2022	2023
America del Nord	113,9	104,6	114,8	116,1	112,7
Asia ^(A)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Europa	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0
Altre aree	4,8	5,0	2,7	5,5	3,9
TOTALE IMPORT AREA: OCSE AMERICHE	118,7	109,6	117,6	121,9	116,6
Oceania	53,4	52,1	48,1	56,1	50,8
Asia ^(A)	65,7	62,6	59,8	56,8	55,4
Europa e Russia	12,4	11,7	12,6	11,9	10,5
Altre aree	40,2	42,0	45,4	34,7	32,7
TOTALE IMPORT AREA: OCSE ASIA-OCEANIA	171,7	168,3	165,9	159,6	149,3
Europa	374,2	354,3	337,6	342,0	256,8
Russia	83,3	93,7	104,3	68,9	38,5
Asia ^(A)	36,8	29,8	22,4	34,2	25,2
Altre aree	282,0	255,4	272,9	252,2	242,8
TOTALE IMPORT AREA: OCSE EUROPA	776,2	733,1	737,3	697,4	563,2

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, aprile 2024.

Tra i maggiori importatori UE di GNL, solo l’Italia ha mostrato un incremento rispetto al 2022: +13,2%, contro forti riduzioni di Paesi Bassi (-35,1%), Francia (-15,5%) e Spagna (-13,9%). In Italia è entrato in funzione il rigassificatore di Piombino, che ha ricevuto 1,1 G(m³) nell’anno.

Nel complesso, in Europa il tasso di utilizzo dei terminali GNL, rispetto alla capacità massima di immissione sulle reti, è passato dal 63% del 2022 al 58% del 2023.

A chiusura della stagione fredda (al termine della 14^a settimana dell’anno), il volume di gas negli stoccaggi europei ha raggiunto il livello di 60,8 G(m³); più del doppio rispetto ai livelli di 12 mesi prima (28,5 G(m³)): così che la ricostituzione nei successivi mesi fino a novembre è stata agevole, senza impatti sulle dinamiche di mercato, con 111 G(m³) al termine della 44^a settimana dell’anno, superiore di 6 punti percentuali rispetto a un anno prima e, soprattutto, rispetto al 2021 (+34%).

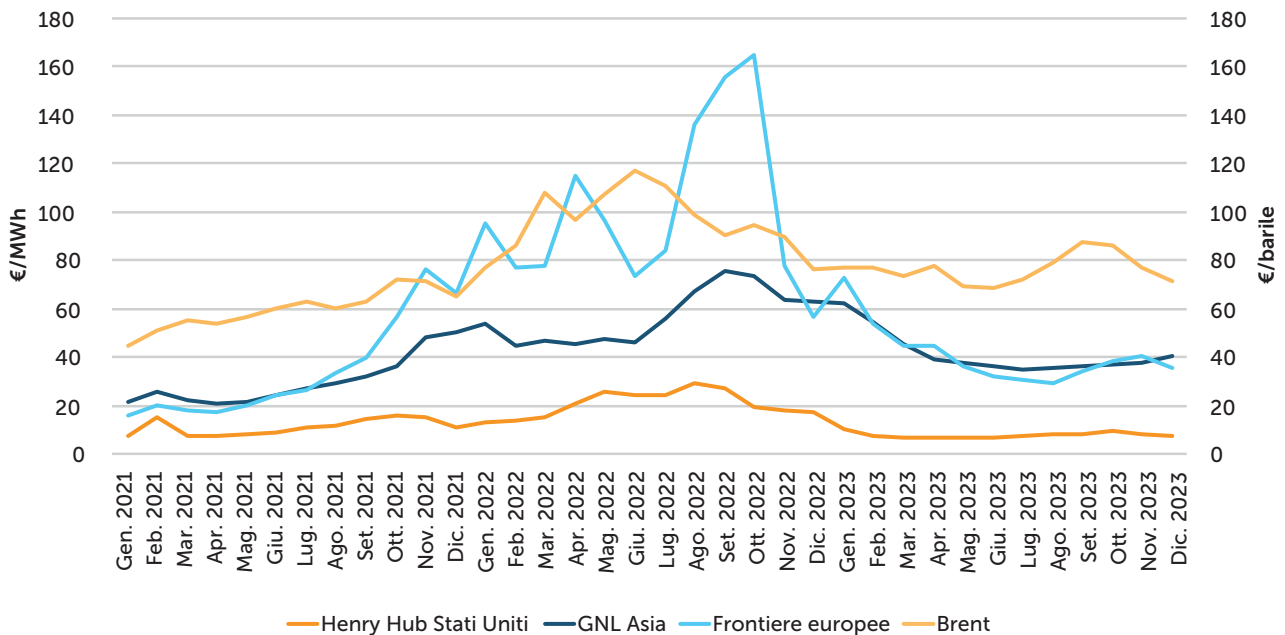
Prezzo del gas

Nel 2023, il prezzo del gas naturale alle frontiere europee è stato 41,2 €/MWh, più che dimezzato rispetto ai 101 €/MWh del 2022 (Fig. 1.4). Si è quasi azzerato il differenziale tra prezzo all’Europa e GNL asiatico, passato da 43 €/MWh dello scorso anno a 30 centesimi del 2023, evidenziando una tendenza alla convergenza tra macro-mercati, innanzitutto quello europeo e quello asiatico, grazie al crescente peso del GNL nel commercio mondiale di

gas. Il prezzo agli *hub* europei non si è scostato da quello alle frontiere: 40,5 €/MWh al TTF, 42,9 €/MWh al PSV e 41,0 €/MWh al THE. Il prezzo al PSV si mantiene superiore a tutti gli altri: 2,4 €/MWh il differenziale tra PSV e TTF.

Il prezzo *spot* del gas dell'*Henry Hub* (HH) è stato in media di 8,0 €/MWh nel 2023, segnando una diminuzione del 64% rispetto alla media del 2022 di 20,9 €/MWh.

FIG. 1.4 Confronto internazionale dei prezzi del gas e del petrolio Brent



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

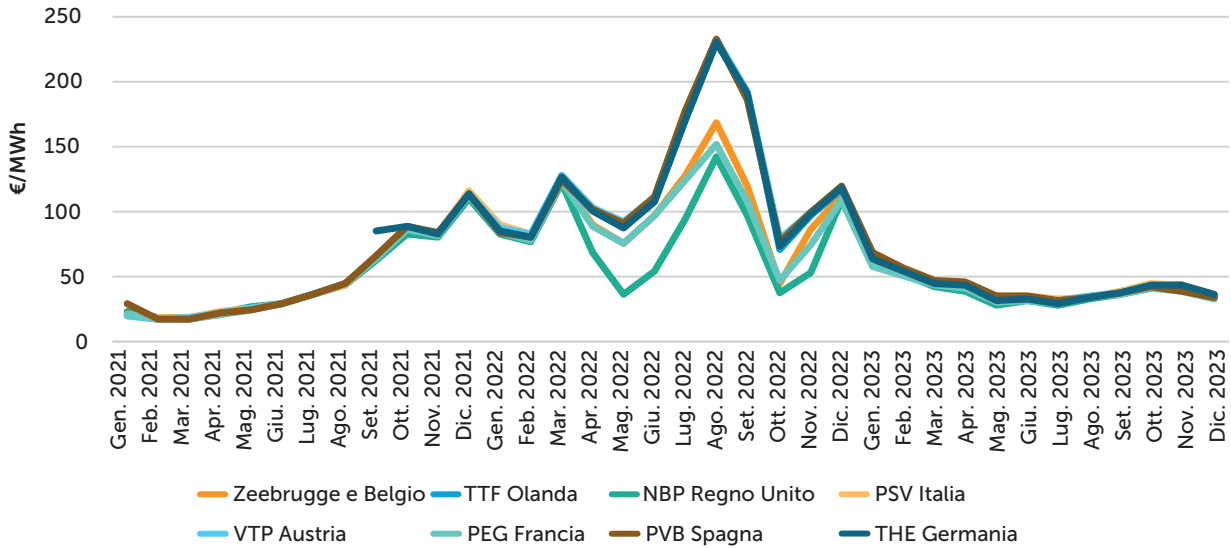
I prezzi *spot* del GNL europeo (SW) sono risultati inferiori di 5,2 \$/MWh rispetto a quelli diretti in Asia, pur con differenziali notevolmente oscillanti, dal minimo di 1 \$ a un massimo di 9 \$ a dicembre.

Nel gennaio 2023, i prezzi degli *hub* europei hanno subito un calo di 55 €/MWh rispetto al dicembre 2022 (Fig. 1.5) a causa di una combinazione di fattori, tra cui condizioni meteorologiche miti, forti consegne di GNL, maggiore produzione eolica e livelli di stoccaggio abbondanti all'interno dell'UE. La diminuzione dell'offerta dalla Norvegia, derivante dalle attività di manutenzione, è stata compensata dai prelievi dallo stoccaggio. Poi, nel febbraio 2023, l'intensificazione dell'invio di GNL e gli sforzi concertati per ridurre il consumo di gas hanno ulteriormente contribuito al ribasso dei prezzi (-9 €/MWh circa).

Nonostante una riduzione delle spedizioni di GNL dalla Francia nel marzo 2023, a causa di uno sciopero durato dal 6 marzo al 19 aprile, che ha colpito tre dei suoi quattro terminali di importazione di GNL e ha comportato la deviazione di più di venti carichi di GNL, i prezzi hanno continuato a diminuire (-9 €/MWh). Nonostante la riduzione della produzione dalla Norvegia e la manutenzione non programmata presso l'impianto GNL di Hammerfest, a causa di un guasto al compressore dal 4 al 27 maggio, i prezzi sono rimasti bassi. A maggio si è registrata un'altra pesante riduzione di 11 €/MWh, il livello più basso da aprile 2021. Tuttavia, giugno 2023 ha visto un minimo aumento dei prezzi *spot* europei, guidato dalle attività di manutenzione sia degli impianti *upstream* che di

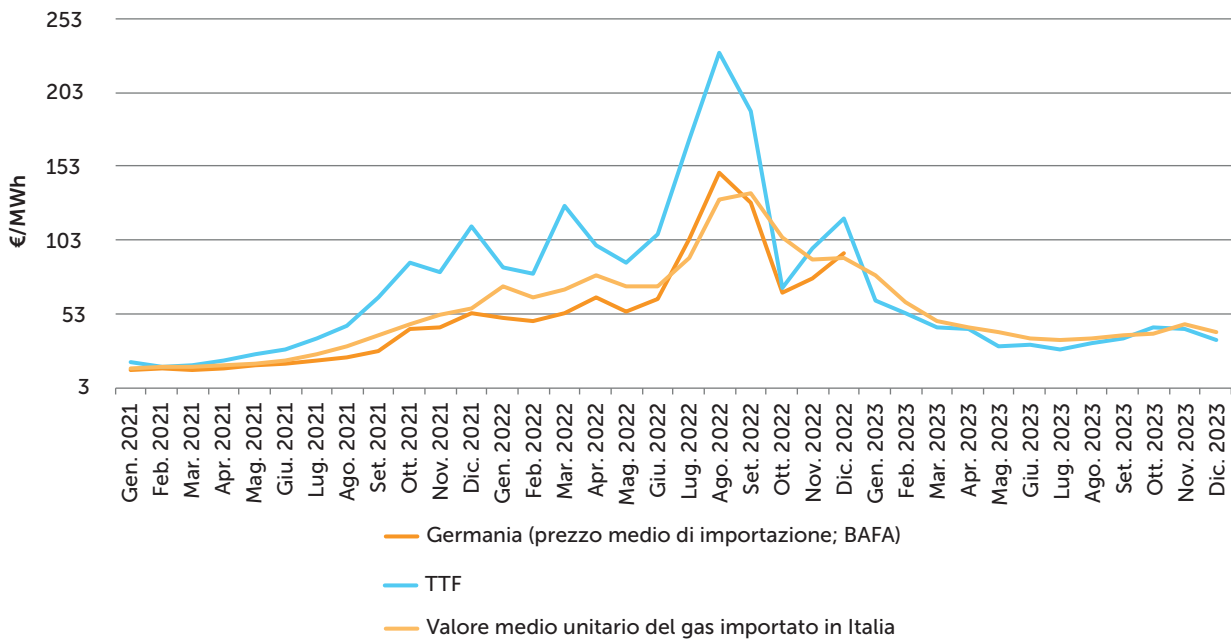
GNL in Norvegia, assieme alla riduzione dell'invio di GNL dalla Francia e alla manutenzione parziale al terminale Sabine Pass negli Stati Uniti. Nel luglio 2023, i prezzi sono diminuiti ancora una volta (-3,5 €/MWh), a causa di un aumento della fornitura di gas dalla Norvegia, oltre a un surplus nel saldo del mercato britannico che ha portato a maggiori flussi attraverso gli interconnettori IUK e BBL.

FIG. 1.5 Prezzo del gas naturale negli hub europei



Fonte: Platts.

FIG. 1.6 Prezzo del gas naturale negli hub europei e prezzi all'importazione

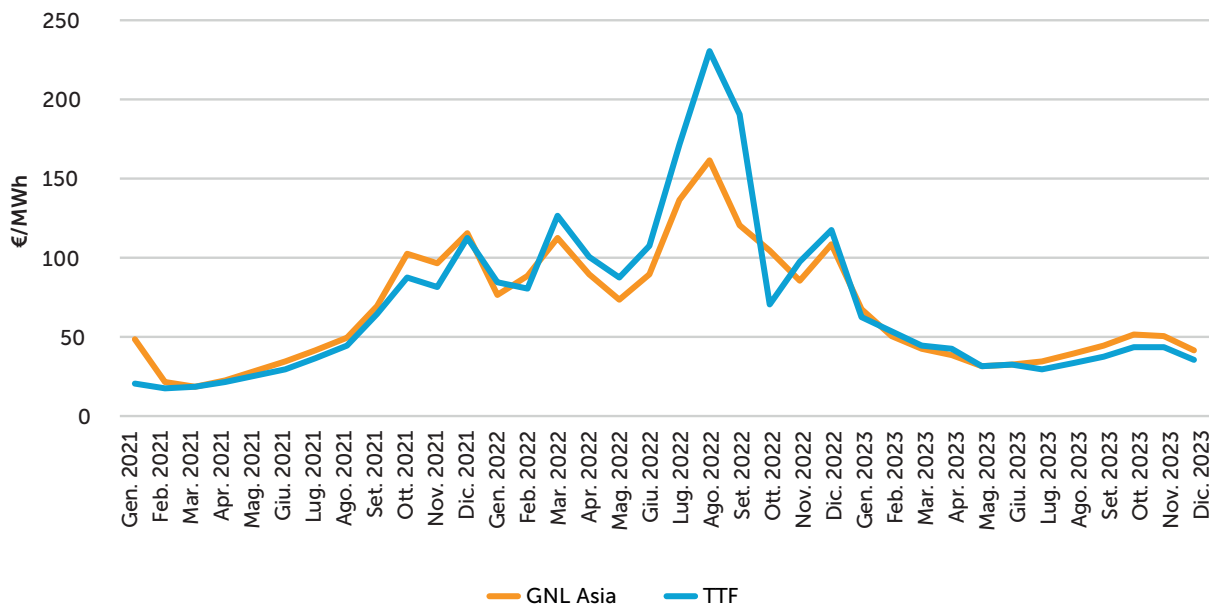


Fonte: Platts e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).

In agosto e in settembre 2023, i prezzi *spot* hanno registrato aumenti (rispettivamente, +4,5 e +3,5 €/MWh), principalmente per effetto delle incertezze sull'offerta correlate allo sciopero dei lavoratori degli impianti di liquefazione del gas naturale in Australia e a un più rigido bilancio del gas nell'Europa nord-occidentale, conseguenza del prolungarsi degli estesi lavori di manutenzione in diversi giacimenti di gas norvegesi.

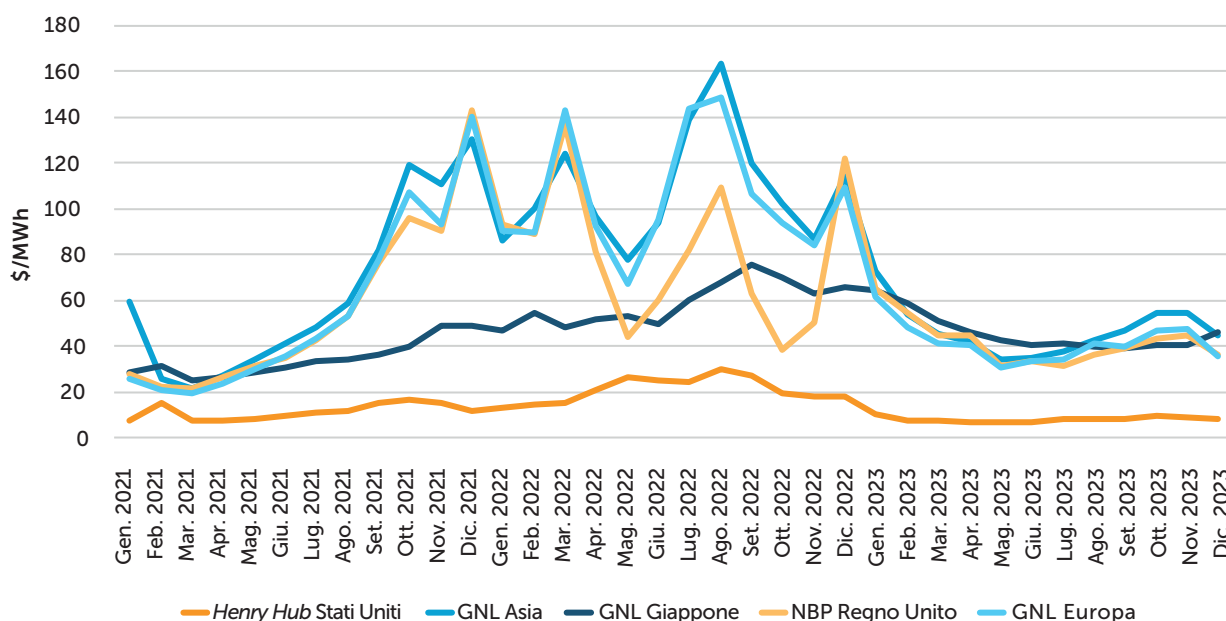
Nell'ottobre 2023, i prezzi sono aumentati bruscamente (+6,3 €/MWh) sia per le tensioni geopolitiche in Medio Oriente, sia, soprattutto, per un nuovo sciopero in Australia, nonché a seguito del danno al Balticconnector tra Finlandia ed Estonia: un afflusso di importazioni di gas dai gasdotti norvegesi, a seguito del completamento della manutenzione annuale in diversi impianti, ha calmierato i prezzi. La chiusura d'anno ha visto i prezzi *spot* al ribasso (in dicembre 35,2 €/MWh al TTF) grazie agli elevati livelli di stoccaggio dell'UE (al 95% della capacità), agli ampi flussi di gas dei gasdotti norvegesi e a una forte offerta di GNL, oltre a temperature più calde della media e velocità del vento elevate che hanno portato a una riduzione della domanda di gas.

FIG. 1.7 Confronto fra prezzo TTF e prezzo GNL spot Asia



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.8 Prezzi del GNL per aree



Fonte: ARERA, elaborazione su dati *World Gas Intelligence*.

Nel 2023, il prezzo *spot* medio del GNL del Nord-Est asiatico è diminuito del 59%, raggiungendo una media di 46,8 \$/MWh rispetto ai 108,5 \$/MWh del 2022. Nel corso dell'anno, i prezzi *spot* del GNL asiatico hanno seguito da vicino l'andamento dei prezzi degli *hub* europei. Nel primo trimestre del 2023, i prezzi del GNL asiatico sono diminuiti costantemente, poiché temperature stagionali superiori alla norma hanno coinciso con ampie scorte di GNL e una domanda debole. Nel secondo trimestre del 2023, la maggiore disponibilità di energia nucleare in Giappone e Corea del Sud ha esercitato un'ulteriore pressione al ribasso sui prezzi. Tuttavia, all'inizio di maggio, in previsione dell'imminente domanda estiva, è emerso un notevole aumento dell'attività di acquisto, che ha evitato ulteriori cali nonostante i fondamentali deboli del mercato, con prezzi a 34 \$/MWh, che hanno così raggiunto i livelli più bassi da maggio 2021. Nel terzo trimestre del 2023, i prezzi *spot* del GNL asiatico hanno registrato un aumento, stimolati dalla crescente attività di acquisto da parte degli importatori di GNL nel Sud e nel Sud-Est asiatico, con la minaccia di potenziali interruzioni nelle esportazioni di GNL australiano e un aumento della domanda di gas nella termoelettrica correlata alle ondate di caldo verificatesi nell'agosto 2023 in Giappone e Corea del Sud. Nel settembre 2023, i prezzi del GNL asiatico sono aumentati in modo significativo a causa degli scioperi in Australia. Nel quarto trimestre del 2023, sono risaliti sopra i 54 \$/MWh. Nel dicembre 2023, il calo di 10 \$/MWh dei prezzi del GNL asiatico è attribuibile principalmente alla domanda persistentemente bassa nella regione, unita a un'offerta ampia e a livelli elevati di scorte.

La volatilità dei prezzi *spot* nel 2023 sia in Europa che in Asia è stata inferiore dell'80% rispetto al 2022. I prezzi *spot* mensili di *Henry Hub* sono rimasti costantemente al di sotto dei livelli del 2021, con la sola eccezione di gennaio.

Mercato internazionale del GNL

Nel 2023, le esportazioni globali di GNL hanno raggiunto un nuovo picco di 410 Mt, segnando un incremento del 2,8% (11 Mt), con un tasso di crescita decisamente inferiore a quello dell'anno precedente (+4,4%). La ripresa delle esportazioni di GNL è stata spinta da vari fattori, tra cui l'operatività di nuovi progetti GNL, la riduzione della manutenzione non pianificata su alcuni impianti di liquefazione e una maggiore disponibilità di gas di alimentazione in alcuni Paesi. Gli Stati Uniti hanno superato il Qatar diventando il più grande Paese esportatore di GNL a livello mondiale nel 2023, con esportazioni pari a 88 Mt. Il Qatar è scivolato nella seconda posizione, condivisa con l'Australia, con 79 Mt, seguiti da Russia (31 Mt) e Malesia (27 Mt). Il sostanziale aumento delle esportazioni globali di GNL è stato garantito principalmente dagli Stati Uniti, con notevoli contributi da parte di Algeria, Mozambico, Norvegia e Indonesia; al contrario, Egitto, Nigeria e Russia hanno registrato un calo delle esportazioni di GNL.

Per quanto riguarda la distribuzione regionale delle importazioni globali di GNL, l'Asia Pacifico ha mantenuto il suo *status* di maggiore mercato regionale, con una quota di importazione del 64,7%, seguita da Europa (30,3%), America centro-meridionale (2,9%), MENA (sigla che indica il raggruppamento dei Paesi del Medio Oriente e del Nord Africa) (1,8%) e Nord America (0,3%). Rispetto al 2022, l'Asia Pacifico e i Paesi latino-americani hanno registrato un aumento della rispettiva quota di mercato nelle importazioni globali di GNL, anche per effetto della riduzione della quota dell'Europa.

Lo spostamento dei flussi di GNL dall'Asia Pacifico all'Europa, osservato nel 2022, si è interrotto nel 2023. Durante il primo semestre dell'anno, entrambe le regioni hanno fatto osservare aumenti delle importazioni di GNL, con l'Europa che ha registrato un incremento notevolmente maggiore rispetto all'Asia Pacifico; viceversa, nella seconda metà del 2023, si è registrato un aumento delle importazioni di GNL dell'Asia Pacifico, che ha compensato la debolezza delle importazioni in Europa. L'inversione nello spostamento del flusso dall'Asia Pacifico all'Europa è stata indotta dal crescente premio dei prezzi *spot* del GNL asiatico rispetto ai prezzi europei, insieme alla domanda contenuta di GNL in Europa. L'ampliamento del divario di prezzo tra i due mercati ha portato l'Asia Pacifico a rappresentare la destinazione premium per il GNL, in particolare dal Medio Oriente e, in misura minore, dagli Stati Uniti: di conseguenza, si è verificato un parziale reindirizzamento dei flussi commerciali di GNL del Qatar dall'Europa all'Asia Pacifico, influenzato anche da un aumento delle forniture contrattuali di GNL a lungo termine dal Qatar alla Cina. Anche le esportazioni del GNL statunitense verso il mercato dell'Asia Pacifico hanno registrato un aumento significativo durante la seconda metà del 2023 rispetto alle esportazioni verso il mercato europeo.

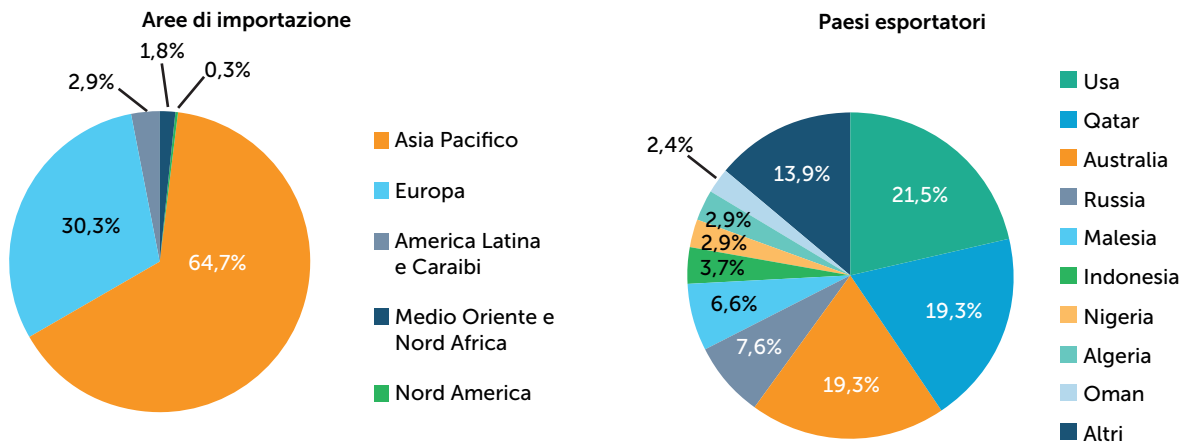
TAV. 1.11 Paesi importatori nell'Unione europea e fornitori di GNL nel 2023 (in Mt)

PAESI IMPORTATORI NELL'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI IMPORTATI	PAESI ESPORTATORI VERSO L'UNIONE EUROPEA	QUANTITATIVI ESPORTATI
Francia	21,7	Usa	44,9
Spagna	18,5	Russia	13,3
Olanda	16,5	Qatar	12,9
Italia	12,2	Algeria	7,1
Belgio	8,5	Nigeria	6,2
Germania	4,8	Norvegia	3,6
Polonia	4,7	Trinidad & Tobago	2,6
Portogallo	3,6	Angola	2,2
Lituania	2,4	Egitto	1,2
Grecia	2,2	Cameroon	0,9
Croazia	2,0	Spagna	0,9
Finlandia	1,4	Perù	0,7
Malta	0,3	Altri	2,1
TOTALE	98,7	TOTALE	98,7

Fonte: ARERA, elaborazione su dati IEEFA.

Nel 2023, le importazioni europee di GNL sono scese rispetto al livello record del 2022 dell'1,9% (2,4 Mt), fino a un valore di 124 Mt, che comunque è il secondo valore annuo più alto della regione: nonostante il calo delle importazioni di gas via tubo, anche le importazioni di GNL sono diminuite per effetto della domanda di gas più debole e degli elevati livelli di stoccaggio. Regno Unito, Francia, Spagna, Portogallo, Turchia e Belgio hanno guidato la riduzione delle importazioni di GNL, che è stata parzialmente compensata da maggiori importazioni da Germania, Paesi Bassi, Italia e Finlandia. L'aumento delle importazioni di GNL in Germania deriva dalle minori importazioni di gasdotto dalla Russia: le maggiori importazioni di GNL sono state rese possibili dal recente avvio di tre rigassificatori nel Paese. Anche nei Paesi Bassi, la debole produzione interna di gas e le maggiori esportazioni di gasdotto verso la Germania hanno incrementato le importazioni di GNL, grazie al recente avvio di due terminali di importazione di GNL nel Paese. Allo stesso modo, un calo delle importazioni di gasdotto dalla Russia, abbinato a un aumento delle esportazioni di gasdotto verso la Slovenia, ha incrementato le importazioni di GNL dell'Italia. Inoltre, l'avvio di Inkoo FSRU in Finlandia, un progetto congiunto con l'Estonia, ha permesso l'aumento delle importazioni di GNL in Finlandia.

Nel 2023, il commercio *spot* è diminuito del 2,4% (2,3 Mt), registrando un valore pari a 94 Mt, come pure la quota relativa sul commercio globale di GNL è diminuita di un punto percentuale, attestandosi al 23%, il livello più basso degli ultimi cinque anni: tale calo è attribuibile ai prezzi *spot* del GNL più elevati rispetto ai prezzi indicizzati al petrolio, che hanno reso l'offerta a lungo termine indicizzata al petrolio più attraente rispetto alle forniture *spot* di GNL.

FIG. 1.9 Principali aree di importazione e paesi esportatori di GNL nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati *Gas Exporting Countries Forum*.

Nel 2023 è entrato in operatività un unico progetto di liquefazione, il treno indonesiano Tanguuh GNL 3, con una capacità di 3,8 Mtpa: si tratta del livello più basso dal 2003. Inoltre, il 2023 è stato il primo anno senza nuova capacità di liquefazione statunitense dall'inizio delle esportazioni nel 2016. A fine 2023, la capacità globale di liquefazione ha raggiunto 490 Mtpa, che rappresenta un utilizzo della capacità dell'83% (in aumento rispetto all'81% registrato nel 2022). Nel 2024, si prevede che circa 15 Mtpa di capacità di liquefazione saranno messi in linea, principalmente in Russia, Stati Uniti, Mauritania/Senegal, Messico e Repubblica del Congo: i cinque nuovi progetti di esportazione di GNL che inizieranno le operazioni sono Altamira FLNG (1,4 Mtpa), Arctic LNG Trains 1 (13,2 Mtpa), Congo FLNG 1 (0,6 Mtpa), GTA FLNG fase 1 (2,5 Mtpa) e i primi treni da Plaquemines GNL fase 1 (3,76 Mtpa). Nel 2023 si è registrata una ripresa delle decisioni finali di investimento (FID) nella nuova capacità di liquefazione, che hanno raggiunto i 41 Mtpa rispetto ai 32 Mtpa del 2022: tuttavia, il totale dei FID è rimasto al di sotto del livello del 2021. Nonostante il forte calo dei prezzi *spot* del gas e del GNL lo scorso anno, la forte contrazione del GNL a lungo termine ha sostenuto la ripresa dei FID. Tra i quattro progetti di esportazione di GNL che hanno ricevuto il FID lo scorso anno, tre riguardano gli Stati Uniti, per un totale di 40 Mtpa: Plaquemines GNL fase 2 (8,8 Mtpa), Port Arthur GNL fase 1 (13,5 Mtpa) e Rio Grande GNL fase 1 (17,6 Mtpa); l'unico progetto non statunitense è stato il Gabon FLNG da 0,7 Mtpa, della Repubblica del Gabon. Nel 2023 le interruzioni non pianificate degli impianti di liquefazione sono state minime: il calo più significativo è stato osservato presso l'impianto GNL di Freeport negli Stati Uniti, a seguito di un'esplosione nel giugno 2022; l'impianto ha ripreso gradualmente le operazioni nel febbraio 2023.

Nel 2023 è stata avviata nuova capacità di rigassificazione di GNL per 78 Mtpa, portando la capacità operativa totale di rigassificazione a 1.077 Mtpa, la più alta capacità commissionata in un solo anno. La regione dell'Asia Pacifico ha rappresentato il 70% di tale capacità addizionale, mentre l'Europa ha contribuito per il restante 30%. L'utilizzo della capacità nel 2023 è stato in media del 37%, leggermente in calo rispetto al 39% dell'anno precedente. La Cina ha guidato la crescita con 30 Mtpa, seguita da Germania (10 Mtpa), Filippine (10 Mtpa), Hong Kong (6 Mtpa), Turchia (6 Mtpa) e India (5 Mtpa). Nel 2024 è prevista l'entrata in esercizio di quasi 130 Mtpa di capacità di rigassificazione, guidata dalla Cina con 49 Mtpa, seguita da India (19 Mtpa), Brasile (17 Mtpa), Germania (15 Mtpa) e Vietnam (5 Mtpa).

Nel corso del 2023 sono state commissionate 36 nuove navi metaniere, con un aumento del 5% nella dimensione della flotta globale. A fine 2023, la dimensione della flotta globale di navi metaniere ammontava a 724 navi, di cui 672 da considerarsi "attive" e le restanti che servono come FSRU e FSU (rigassificatori e stoccaggi) in varie località del mondo. Si prevede che nel corso del 2024 verranno commissionate circa 100 nuove navi metaniere.

Mercato internazionale del carbone

Il consumo mondiale di carbone ha raggiunto nel 2023 il nuovo record storico di 8,536 mld tonn., secondo le prime stime dell'Agenzia internazionale dell'energia, ossia +1,4% sul record precedente del 2022.

L'Asia-Pacifico è l'area chiave dei consumi mondiali di carbone, in quanto copre ormai oltre 4/5 di quelli globali, con la sola Cina al 55% e l'India al 15%.

Nel 2023 gli USA hanno diminuito il consumo di carbone del 21% (circa 360 mln tonn). Il calo dell'Unione europea è stato del 23% (354 mln tonn.).

Ciò a fronte di un aumento della domanda del 5% dell'area Asia-Pacifico (6.971 mln tonn.). All'interno di tale macroarea, la Cina ha aumentato la domanda di carbone del 4,9%, arrivando a 4740 mln tonn.; l'India dell'8,4%, arrivando a 1260 mln tonn.

I consumi di Cina e India stanno sostanzialmente seguendo l'andamento dell'economia. Entrambi i sub-continenti hanno deciso da tempo di aumentare la produzione interna di combustibile solido, al fine di dipendere il meno possibile dall'estero. Questo per essere meno esposti alle variazioni internazionali dei prezzi e per diminuire, per quanto possibile, i pericoli di carenza di combustibile. È dunque improbabile che, tanto Pechino quanto Nuova Delhi, possano fare a meno del carbone, nonostante le pubbliche dichiarazioni di un loro maggiore impegno sulle rinnovabili. L'India, in particolare, deve costruire le prime infrastrutture in diverse aree del Paese, ed è quindi per lei essenziale una forma di energia a basso costo per sostenere uno sforzo senza precedenti.

Ma anche la Cina deve mantenersi competitiva quale Paese esportatore di manufatti e, nel contempo, affrontare la crescita del benessere individuale interno. Benessere individuale che determinerà la diffusione di più elettrodomestici, più domanda di aria condizionata ed elettrificazione crescente delle campagne. Anche in questo caso l'energia abbondante, sicura ed economica prodotta dal carbone (non solo elettrica ma anche termica) rimarrà un fattore fondamentale.

Nel 2022 la quota di elettricità prodotta dal carbone è stata, a livello mondiale, del 37%, la prima in assoluto, su un totale globale stimato da IEA di 29.074 TWh. Nel 2023 tale quota è rimasta sostanzialmente stabile (36%), su un livello della produzione mondiale di elettricità di 29.704 TWh (+2,17% rispetto al 2022). Il leggero calo del peso del carbone, sul totale dell'elettricità mondiale, è dovuto per lo più alla diminuzione della domanda di USA ed Europa, determinata dalla politica ambientale e dal calo dei prezzi del gas naturale, rispetto al 2022. Calo che lo ha reso più competitivo nel settore della generazione, rispetto al combustibile solido. Il carbone rimane comunque il primo produttore mondiale di energia elettrica.

La diminuzione dell'uso del carbone degli USA, le cui riserve coprono oltre il 23% di quelle mondiali (249 mld tonn. su un totale mondiale di 1.074 mld tonn.), può rappresentare un'ottima opportunità per l'Asia e per i suoi consumi crescenti, anche in considerazione della continua crescita dell'economia dell'Indonesia, che richiederà un tendenziale aumento dei consumi interni di carbone. Questo potrebbe limitare le esportazioni, se la produzione interna non dovesse aumentare a un ritmo sufficiente. Ma anche tutte le aree in via di sviluppo, prive di risorse interne e sottocapitalizzate (per esempio l'Africa), che necessitano di grandi quantità di energia a basso costo per innescare il proprio sviluppo industriale, avranno più possibilità di attingere alle riserve USA, se Washington dovesse continuare a diminuire i consumi interni.

La produzione mondiale di carbone, sostanzialmente parallela alla domanda, secondo IEA dovrebbe salire a 8,741 mld tonn. nel 2023: +1,8% sul 2022. Anche per l'offerta si tratta di un record storico.

TAV. 1.12 Mercato internazionale del carbone (in Mt)

ESPORTATORI DI CARBONE	2020	2021	2022	2023
Indonesia	408	436	471	500
Australia	376	370	344	348
Russia	212	215	224	221
Stati Uniti	63	77	77	84
Sud Africa	73	63	68	70
Colombia	72	55	56	57
Altri	119	117	136	186
MONDO	1.323	1.333	1.376	1.466
IMPORTATORI DI CARBONE	2020	2021	2022	2023
Cina	317	338	301	451
India	220	207	228	241
Giappone	174	173	184	171
Corea del Sud	123	126	125	120
Taiwan	63	70	65	51
Germania ^(A)	26	32	35	27
Altri	415	425	429	407
MONDO	1.338	1.371	1.367	1.468

(A) Germania solo Hard Coal, Statistisches Bundesamt.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, Reuters.

Fra i grandi produttori/consumatori, l'India è stata quella che ha registrato il maggiore incremento della produzione interna: +11,4%, pari a 1,027 mld tonn. Anche la Cina ha accelerato (sebbene in tono minore rispetto all'India) l'output nazionale: +1,3%, pari a 4,429 mld tonn. Pechino ha aumentato l'offerta interna, ma a costo di peggiorare la qualità del carbone bruciato, in termini di potere calorico e di emissioni. Al contempo sono stati però aumentati i criteri di sicurezza operativa delle miniere e rese più selettive, sempre in tema di sicurezza, le autorizzazioni per l'apertura di nuove attività estrattive.

L'Indonesia ha messo a segno un +5,6%, raggiungendo il livello di 0,725 mld tonn. Mentre in area Asia-Pacifico solo l'Australia ha avuto un calo produttivo: -1%, pari a 0,439 mld tonn. Complessivamente l'area Asia-Pacifico ha aumentato la produzione interna del 3,9%, pari a 6,842 mld tonn.

La Russia, nonostante l'embargo UE, ha aumentato la produzione di carbone del 2,9%, pari a 0,457 mld tonn., dirottando i flussi prima destinati all'Europa verso Asia e Nord Africa. In effetti, il flusso di esportazioni di Mosca è rimasto sostanzialmente stabile, passando da 0,224 mld tonn. nel 2022 a 0,221 mld tonn. nel 2023 (-1,3%). Un riorientamento del resto già prevedibile, vista la politica ambientale ed energetica dell'UE, che punta soprattutto sulle energie rinnovabili.

Quindi difficoltà certamente esistenti ma non drammatiche per il carbone russo, a fronte di un aumento delle esportazioni mondiali di carbone, durante lo stesso periodo, del +6,5%, pari a 1,466 mld tonn.

Fra i maggiori fornitori mondiali, l'Indonesia ha aumentato le esportazioni del 6,2%, pari a 0,5 mld tonn., mentre il concorrente australiano è salito dell'1,2%, pari a 0,348 mld tonn. Sono aumentate, infine, pur rimanendo con quote di mercato assai limitate, le esportazioni dei fornitori minori. Fra questi si segnala il +9,1% degli USA, pari a 84 mln tonn.

Fra i maggiori importatori spicca il dato della Cina che, nonostante il notevole incremento della produzione interna, ha alzato consistentemente le importazioni di quasi il 50%, pari a 0,451 mld tonn.

Notevole anche l'aumento delle importazioni registrato dall'India, anch'essa fortemente impegnata nel potenziamento della produzione interna e intenzionata ancora meno della Cina a rinunciare al carbone: +5,7%, pari a 0,241 mld tonn.

I Paesi asiatici più avanzati (Giappone, Taiwan e Corea del Sud) nel 2023 hanno diminuito le importazioni di combustibile solido, sebbene tali rallentamenti siano stati sostanzialmente determinati da motivazioni congiunturali. Mentre la Germania sta diminuendo il ricorso al carbone parallelamente alla scelta di uscirne definitivamente, salvo il rallentamento di tale politica provocato dal periodo Covid e dalle conseguenze della guerra russo-ucraina.

Prezzo del carbone

Nonostante il moltiplicarsi delle tensioni politiche e commerciali nel 2023, il prezzo del carbone, come del resto accaduto per quello del greggio, è diminuito in modo ancora più consistente.

Il prezzo medio annuale del South China ha perso, rispetto al 2022, 1/3, attestandosi a 120 \$/tonn. Il calo del Russia Baltic è stato del 41%, pari a 96 \$/tonn; analogo quello dell'US Central Appalachian, pari a 120 \$/tonn. Il riferimento europeo, Cif ARA, si è ridimensionato addirittura del 56%, pari a una media annuale di 129 \$/tonn.

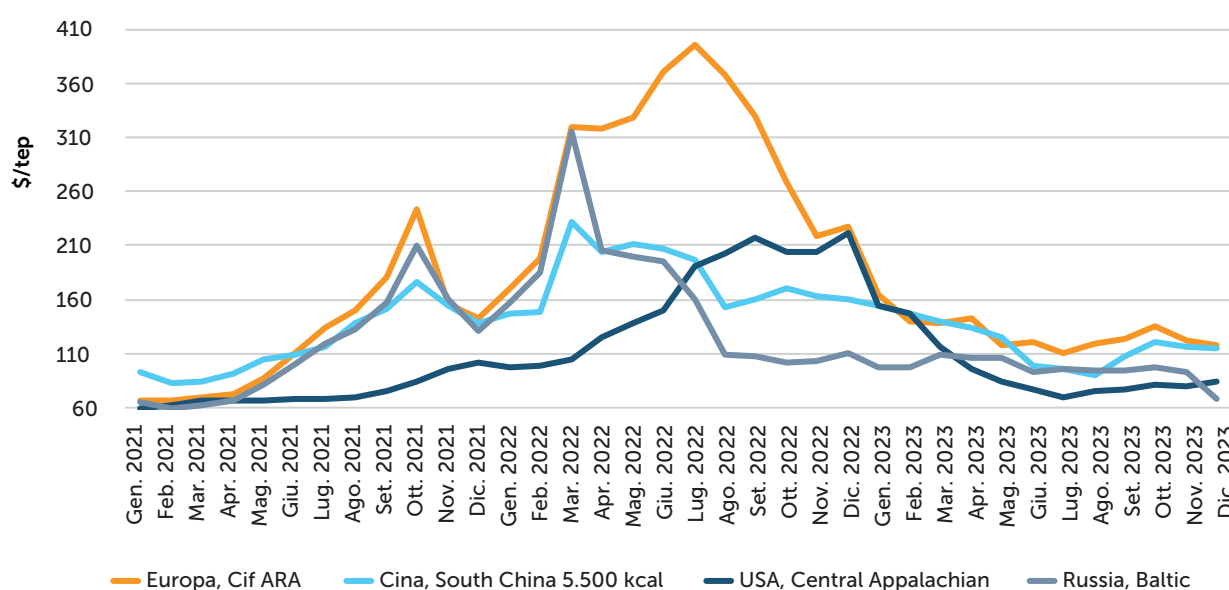
Consistenti deprezzamenti registrati, peraltro, in presenza di un tasso di sviluppo mondiale del 3,2% e di un incremento della produzione elettrica mondiale del 2,2%.

Oltre l'effetto trascinamento al ribasso del greggio, ha pesato ancora di più quello del gas naturale, diretto concorrente del carbone nell'*Interfuel Competition* della generazione elettrica.

Inoltre, nonostante l'aumento delle importazioni di Cina e India, l'espansione dichiarata ed effettiva della produzione interna ha creato fra i *traders* un sentimento di abbondanza di offerta, che ha influenzato non poco il clima di mercato, a partire già da inizio 2023. In effetti, nonostante la conclusione di numerosi contratti di fornitura, l'anno è stato caratterizzato da prevalenti atteggiamenti attendisti dei compratori cinesi e indiani, con contratti siglati solo a fronte di prezzi considerati "congrui" da parte degli acquirenti.

Ciò è accaduto particolarmente sull'importante mercato asiatico. Mercato caratterizzato, fra l'altro, da crescenti proposte di vendita da parte della Federazione Russa, i cui prezzi d'offerta si sono rivelati particolarmente aggressivi, rappresentando un elevato potere di deterrenza nei confronti dei fornitori abituali.

FIG. 1.10 Prezzo del carbone nei principali mercati mondiali



Fonte: Platts, Nymex.

Questa offerta potenziata da parte russa, in qualche modo "costretta" da cause politiche quali le sanzioni, ha comunque indotto numerosi importatori asiatici, fra cui Cina e India, a effettuare mirati acquisti speculativi. Questi sono stati realizzati dopo adeguata attesa, pur in presenza di scorte normali e talvolta anche abbondanti, creando in tal modo una spirale di aspettative ribassiste, difficile da invertire per l'intero 2023. Questo si è manifestato su tutto il bacino Asia-Pacifico e, di riflesso, su quello mondiale, data la preponderanza sul mercato globale di tale area.

Altro fattore ribassista importante è stato il calo della domanda tedesca, anche grazie all'aumento del contributo delle rinnovabili e del gas naturale per la generazione elettrica della Germania. Dal 2022 al 2023 il contributo del carbone è sceso dal 31,3% al 25,6%, a fronte di un aumento del peso delle rinnovabili dal 44,1% al 52% e del gas dal 13,7% al 15,5%.

La generale diminuzione della domanda europea ha portato anche fornitori quali Colombia e Sud Africa a dirottare le proprie offerte verso altri lidi, quali Asia e Sud America.

Anche l'aumento delle forniture USA in Asia, ma anche su altri mercati, inizia a pesare sulla formazione dei prezzi, sebbene sia ancora una presenza non stabile come quella dei grandi esportatori abituali.

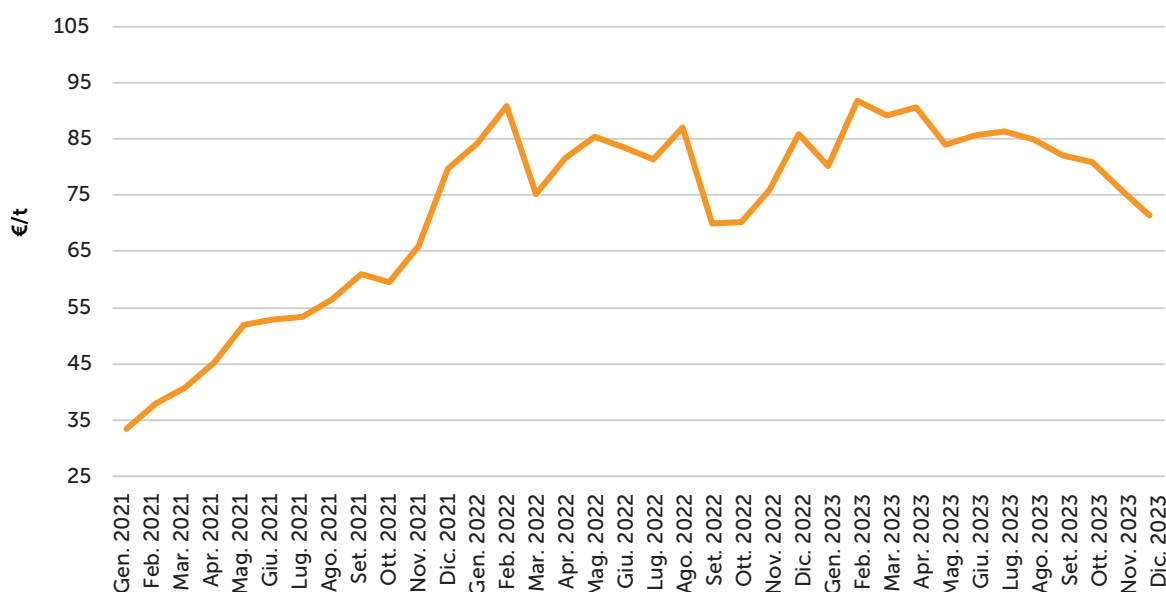
Anche gli alti stoccaggi di gas, che hanno caratterizzato l'Europa per diversi mesi del 2023, hanno influenzato al ribasso i prezzi del carbone.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Le emissioni del 2023 nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione UE (ETS) mostrano le riduzioni annuali più significative da quando è stato lanciato il sistema nel 2005: settore energetico e industria hanno ridotto le emissioni del 15,5% rispetto al 2022, raggiungendo un taglio del 47% rispetto ai livelli del 2005. Gran parte delle riduzioni è stata ottenuta dal settore energetico, dove le emissioni sono diminuite del 24% per effetto dell'aumento della generazione da fonti rinnovabili e da nucleare, mentre l'industria ha visto le emissioni diminuire del 7%, soprattutto come conseguenza del calo della produzione indotto dagli alti prezzi di energia e carbonio. Nel frattempo, le emissioni del trasporto aereo sono aumentate del 10%, ancora in recupero di attività post pandemia.

Il prezzo europeo della CO₂ nel 2023 ha quotato in media 85,3 €/t, superando la soglia di 100 €/t a febbraio, nuovo record dalla sua istituzione.

FIG. 1.11 Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)



Fonte: ICE.

Le dinamiche del mercato dell'EUA osservate nel 2023 permettono l'individuazione di tre periodi: il primo trimestre, caratterizzato da una crescita delle emissioni nella termoelettrica e dall'acquisto di quote da parte di imprese industriali e compagnie aeronautiche prima della scadenza di fine aprile per la consegna; il che ha portato al picco di prezzo di 101,25 €/t il 21 febbraio e a medie mensili attorno ai 90 €/t; un secondo periodo post consegna quote, di calo delle emissioni, associato a una forte decrescita del costo di *switching* carbone-gas e dalla riduzione del numero di investitori con posizioni aperte, complice l'annuncio della Commissione europea dell'avvio della vendita di quote

aggiuntive nelle aste da luglio, per finanziare il piano RePowerEU: il prezzo dell'EUA ha così invertito la tendenza con un lento declino verso gli 80 €/t, tranne una modesta e limitata reazione al rialzo in agosto per il dimezzamento dell'offerta all'asta; infine, un ultimo turbolento periodo, corrispondente al quarto trimestre, dove pur a fronte di una ripresa, sia del costo di *switching* che delle posizioni dei fondi, e di un aumento delle emissioni nella termoelettrica, l'EUA è crollato per la domanda stagnante di quote nelle aste, fino a un dicembre con valore medio di 71 €/t.

Lato istituzionale, la decisione di esecuzione della Commissione europea n. 1319/2023 del 28 giugno 2023 ha stabilito le assegnazioni annuali di emissioni degli Stati membri (2023-2030) sulla base dei nuovi limiti stabiliti con il nuovo regolamento sulla condivisione degli sforzi (*effort sharing*) aggiornato sulla base del *Fit for 55*. I volumi sono aggiornati per tenere conto del prelievo del meccanismo della Riserva di stabilità e del collocamento delle quote aggiuntive per il *Recovery and Resilience Facility*. Per l'Italia, si prevede un aumento dell'obiettivo di riduzione al 2030, dal 33% al 43,7%: le quote di emissione EUA da collocare nelle aste 2023, 2024 e 2025 sono rispettivamente pari a 259, 250 e 241 mln tonn. di CO₂ equivalente. Al Fondo per la modernizzazione è stato assegnato un ulteriore 2,5% del quantitativo complessivo di quote Ets nel periodo 2024-2030, al fine di agevolare l'ammmodernamento dei sistemi energetici e il miglioramento dell'efficienza energetica dei 13 Stati UE a basso reddito. Inoltre, dal 1° ottobre 2023 si è avviata la fase transitoria del meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere (CBAM). A dicembre il Consiglio UE ha adottato la sua posizione, "orientamento generale", su un progetto di regolamento che istituisce un quadro di misure per rafforzare l'ecosistema europeo di produzione di prodotti delle tecnologie a zero emissioni nette, meglio noto come "regolamento sull'industria a zero emissioni nette": tra queste sono inclusi i combustibili nucleari, i carburanti alternativi e il trasporto della CO₂.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale nell'Unione europea

Il prezzo e l'affidabilità delle forniture sono elementi chiave della strategia di approvvigionamento energetico di un Paese. I prezzi dell'elettricità sono particolarmente importanti per la competitività internazionale, poiché l'elettricità rappresenta di solito una parte significativa dei costi di produzione per le imprese industriali e di servizi. A differenza dei prezzi dei combustibili fossili, che di solito vengono scambiati sui mercati globali con prezzi relativamente uniformi, i prezzi dell'elettricità variano notevolmente tra gli Stati membri dell'Unione europea (UE).

Nelle pagine che seguono è riportato, come di consueto, il confronto tra i prezzi medi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2023, nei diversi paesi, per varie classi e tipologie di consumo, come risultanti a Eurostat, l'Istituto statistico europeo, alla data del 23 aprile 2024. Si tratta dei dati che i paesi dell'Unione europea¹ sono tenuti a trasmettere secondo la metodologia di rilevazione introdotta dal regolamento (UE) 1952/2016².

Il prezzo dell'energia nell'UE dipende da una serie di condizioni diverse dell'offerta e della domanda, tra cui la situazione geopolitica, il mix energetico nazionale, la diversificazione delle importazioni, i costi di rete, i costi di protezione ambientale, le condizioni meteorologiche avverse o i livelli di accise e tassazione.

¹ Dal 2020, in coerenza con l'uscita dall'Unione europea, le statistiche Eurostat non includono più i dati relativi al Regno Unito, in precedenza riportato nei confronti in ragione della dimensione e della rilevanza del Paese in questione.

² Regolamento (UE) 1952/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica. Per una descrizione più dettagliata delle finalità e dei contenuti di tale regolamento si rimanda al Capitolo 1 del Volume 1 della *Relazione Annuale* 2018.

Nel 2022 e nella prima parte del 2023, i prezzi dell'energia elettrica e del gas hanno sperimentato pressoché ovunque in Europa dinamiche di crescita eccezionali, a seguito delle tensioni registrate sui mercati all'ingrosso per gli effetti della ripresa economica dopo la pandemia e per lo scoppio del conflitto tra Russia e Ucraina, che hanno suscitato timori di scarsità fisica della risorsa. Per garantire la disponibilità di forniture e soprattutto per mitigare l'impatto dei prezzi sui clienti finali e sul sistema economico più in generale, in molti Paesi europei sono state adottate politiche pubbliche di intervento sui mercati dell'energia elettrica e del gas. Queste ultime, a seconda del Paese, hanno agito a vari stadi della filiera e quindi su varie componenti dei prezzi, oppure anche a valle di essi, attraverso sconti e benefici di diversa natura direttamente corrisposti ai consumatori (come, per esempio, bonus, crediti d'imposta, ecc.). Le diverse modalità con cui i governi degli Stati membri dell'UE hanno modificato o soppresso tasse nel prezzo dell'elettricità e del gas per rispondere alla crisi energetica hanno creato enormi discrepanze nei prezzi pagati dai consumatori. Pertanto, il confronto tra i dati di prezzo dei vari Paesi deve tenere conto, oltre che delle consuete avvertenze, anche degli interventi pubblici realizzati, ad ampio spettro, nonché del contesto più generale, particolarmente complesso, soprattutto a causa del conflitto in corso in Ucraina e, quindi, delle molte variabili in gioco³.

Per quanto riguarda il consumo domestico di elettricità e gas, per esempio, il governo belga ha deciso di ridurre l'aliquota dell'IVA al 6% in misura permanente. Per compensare questa diminuzione, dal 1° aprile 2023 si è però verificato un forte aumento delle accise sul gas e sull'elettricità, a causa di un meccanismo (introdotto per legge) che accresce l'aliquota di un'accisa speciale sui prezzi energetici quando i prezzi all'ingrosso salgono oltre una certa soglia⁴. Inoltre, durante la crisi energetica la quota di famiglie belghe che ha diritto a un contratto di fornitura di energia elettrica a prezzi agevolati (energia sociale), normalmente pari al 10%, è stata temporaneamente elevata al 15%, con l'obiettivo di proteggere le famiglie più vulnerabili. L'ammissibilità al beneficio si basa su classificazioni sociali rigorosamente definite. Queste tariffe sociali sono incluse nel calcolo delle statistiche dei prezzi in Belgio.

In Francia sono state apportate lievi modifiche alle misure adottate l'anno precedente. Dal febbraio 2023, l'incremento dei prezzi del gas e dell'elettricità, comprese le tasse, è stato limitato al 15% per gli individui con tariffe regolamentate. Nel 2023, lo Stato francese ha ridotto la bolletta elettrica delle piccole e medie imprese che non beneficiano di tariffe regolamentate, introducendo sussidi (limitati nel volume e nel prezzo) fino a due milioni di euro.

Il Governo spagnolo ha mantenuto le misure adottate nel 2021 e le ha rafforzate nel 2022 per continuare ad attenuare l'impatto dei prezzi dell'elettricità sui consumatori finali. Queste misure si sono concentrate sulla componente "tasse e oneri", sia attraverso l'applicazione di aliquote ridotte dell'IVA e dell'imposta speciale sull'energia elettrica, sia mediante l'introduzione di una nuova riduzione delle tariffe elettriche applicabili nel corso del 2023, in rapporto con quelle dell'anno precedente.

In Danimarca, di converso, l'unica iniziativa di compensazione nel primo semestre 2023 è stata il quasi azzeramento di una tassa sull'elettricità⁵. Le riduzioni sono state accordate fondamentalmente solo alle famiglie e non sono più attive dal secondo semestre 2023. Nel 2023, inoltre, non è stato rinnovato il riconoscimento di un importo forfettario (*lump sum*) agli utenti privati del gas, versato nel 2022.

3 Per una rassegna degli interventi pubblici adottati nei vari paesi si veda per esempio nelle pagine Eurostat dei prezzi la sezione "Allowances in the reference period 2023 Semester 1 and Semester 2".

4 La legge del 19 marzo 2023 ha introdotto una riforma della tassazione federale sulle bollette energetiche prevedendo la riduzione dell'IVA sulle forniture di energia elettrica e di gas naturale utilizzato come combustibile e calore dalle reti di riscaldamento al 6% a tempo indeterminato. La stessa legge ha però previsto un aumento delle aliquote dell'accisa speciale sull'elettricità e sul gas naturale, introducendo un meccanismo di "reverse ratchet" su tali aliquote. Secondo questo meccanismo, l'aliquota dell'accisa speciale applicabile a determinati scaglioni di consumo si modifica quando i prezzi sui mercati all'ingrosso superano i massimali (per l'energia elettrica e il gas naturale) o scendono al di sotto di una certa soglia (nel gas naturale). L'obiettivo di questa riforma è quello di consentire una modulazione del carico fiscale sulla bolletta energetica in base a diversi profili di consumatore a seconda dell'evoluzione dei prezzi sui mercati all'ingrosso.

5 Normalmente questa tassa è di circa 0,90 corone danesi per kWh, ma è stata ridotta a 0,75 corone/kWh nel secondo semestre 2022 e a 0,008 corone/kWh nel primo semestre 2023.

Nei Paesi Bassi il rimborso (indennità) pagato nel 2022 a tutti i consumatori di energia elettrica non è stato rinnovato nella stessa misura nel 2023, così come non sono state rinnovate le misure di sgravio fiscale, anch'esse introdotte nel 2022. Pertanto, nel 2023 il rimborso fiscale per i clienti non domestici è diminuito di quasi il 30%, mentre le tasse sull'energia elettrica per le famiglie sono raddoppiate. In compenso, per il 2023 il governo ha fissato un tetto massimo ai prezzi pagati dalle famiglie, ma i prezzi comunicati a Eurostat non contengono ancora l'applicazione di tale tetto: i prezzi medi risultanti per il 2023 sono quindi più alti del tetto massimo. Inoltre, dal primo semestre 2023 l'aliquota IVA è tornata al 21% (era stata abbassata al 9% nel secondo semestre 2022) e le aliquote dell'imposta sull'energia elettrica sono tornate ai livelli del 2021, dopo che nel 2022 erano state fortemente ridotte. L'indennità annuale è tuttora in vigore, sebbene per un importo inferiore a quello del 2022. Infine, la somma forfettaria di 1.300 euro pagata alle famiglie con redditi bassi (ovvero con un reddito che al massimo può raggiungere il 120% del reddito minimo sociale) è stata accordata anche nel 2023, mentre l'indennità aggiuntiva di 190 euro, concessa solo per due mesi nel corso del 2022, è cessata.

Anche il Governo italiano ha attuato misure straordinarie e temporanee per contenere gli eccezionali aumenti dei prezzi dell'energia con lo stanziamento di risorse provenienti dal bilancio dello Stato. Più precisamente, ha adottato diverse misure a partire dalla seconda metà del 2021, che sono poi proseguite e, in alcuni casi, sono state rafforzate nel corso del 2022 e del 2023. È stato quindi possibile ridurre o azzerare le componenti di prezzo a copertura degli oneri generali di sistema nel settore elettrico (tariffe A_{SOS} e A_{RIM}) fino a marzo 2023 e nel settore del gas naturale (tariffe RE, GS e UG3) per le utenze domestiche e non domestiche fino a dicembre 2023. Inoltre, a partire dall'anno 2023, gli oneri nucleari (dovuti al finanziamento della disattivazione delle centrali nucleari e al finanziamento delle misure di compensazione territoriale), finora coperti da una parte della tariffa A_{RIM} , non sono più riscossi dai fornitori di energia elettrica, in quanto finanziati dal bilancio statale. Relativamente al gas, il Governo ha ridotto al 5% l'aliquota IVA applicabile alla fornitura per usi civili e industriali dal quarto trimestre del 2021 fino a fine 2023. A partire da gennaio 2024, l'aliquota IVA applicata al consumo di gas è tornata alle condizioni abituali: 10% per i consumi annuali fino a 480 m³ e 22% oltre questa soglia per le utenze domestiche; 10% per le utenze non domestiche. A partire dal terzo trimestre del 2022 e fino al secondo trimestre del 2023, il Governo ha inoltre adottato un'importante misura a favore dei clienti con consumi fino a 5.000 m³/anno, consistente in un forte sconto (circa 30 centesimi di euro al metro cubo), che ha di fatto prodotto una riduzione del prezzo totale. Sul piano formale, poiché tale sconto è stato applicato attraverso una componente negativa classificata tra gli oneri generali di sistema, il valore degli oneri per questi clienti è divenuto negativo. Infine, fino a tutto il 2023, il Governo ha adottato alcune misure che, pur non avendo un impatto diretto sui prezzi dell'energia, hanno aiutato i consumatori ad alleviare l'alto costo dei prodotti energetici. Si tratta delle misure di ampliamento del numero di beneficiari dei bonus energetici e dell'aumento dell'importo di tali bonus per i consumatori domestici in condizioni economiche disagiate, nonché della concessione di un credito d'imposta ai consumatori non domestici per l'acquisto di elettricità e gas naturale.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Nel 2023 i prezzi totali (cioè al lordo di tutte le imposte) dell'energia elettrica per i consumatori domestici dell'Unione europea sono aumentati complessivamente in 18 Paesi, mentre nei restanti 9 il prezzo è diminuito (Fig. 1.13). Per le ragioni descritte poco sopra non stupisce che l'aumento di gran lunga più elevato si sia registrato nei

Paesi Bassi (+518%), mentre il calo maggiore è osservabile in Danimarca (-27%). Tra i Paesi più popolosi dell'Area euro, i prezzi più alti si sono registrati in Germania (42,03 c€/KWh), Francia (23,65 c€/KWh) e Spagna (26,02 c€/KWh). Il prezzo medio dell'UE nel 2023 è risultato pari a 31,45 c€/KWh.

TAV. 1.13 Prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Europa (in c€/kWh)

PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	11,24	6,64	4,79	22,67	20,37	7,68	0,02	28,07
Belgio	22,93	9,41	7,61	39,95	22,60	9,10	8,77	40,47
Bulgaria	5,48	3,85	1,87	11,20	5,44	4,27	1,94	11,65
Cechia	23,53	6,50	4,96	34,99	18,36	6,24	5,50	30,10
Cipro	18,34	2,63	8,47	29,44	19,05	3,30	14,00	36,35
Croazia	6,58	4,74	3,02	14,34	7,51	4,82	3,18	15,51
Danimarca	24,34	5,70	16,60	46,64	16,45	7,51	10,29	34,25
Estonia	12,38	4,77	4,91	22,06	10,69	5,80	4,84	21,33
Finlandia	8,02	5,22	4,87	18,11	9,25	5,95	5,35	20,55
Francia	10,11	5,79	4,77	20,67	13,39	6,20	4,06	23,65
Germania	13,45	8,53	12,23	34,21	20,63	9,78	11,62	42,03
Grecia	33,48	2,68	-9,71	26,45	25,52	3,63	-4,39	24,76
Irlanda	20,08	9,70	7,83	37,61	36,80	7,55	-11,64	32,71
Italia	24,24	7,23	4,96	36,43	24,84	6,14	7,66	38,64
Lettonia	15,63	5,64	5,54	26,81	18,18	8,94	5,74	32,86
Lituania	11,24	5,39	3,68	20,31	15,09	6,37	3,62	25,08
Lussemburgo	8,71	7,23	3,38	19,32	16,86	11,55	0,61	29,02
Malta	11,68	2,70	0,87	15,25	11,08	2,70	0,85	14,63
Paesi Bassi	20,38	7,22	-22,43	5,17	26,78	9,67	-4,51	31,94
Polonia	5,31	4,92	6,27	16,50	5,57	5,98	10,67	22,22
Portogallo	13,70	6,02	3,62	23,34	20,67	5,68	-3,41	22,94
Romania	16,98	4,58	1,96	23,52	7,24	6,13	4,46	17,83
Slovacchia	8,10	4,70	5,62	18,42	8,58	4,20	7,22	20,00
Slovenia	8,28	4,01	3,85	16,14	10,32	5,52	3,92	19,76
Spagna	17,10	8,06	6,65	31,81	13,49	9,26	3,27	26,02
Svezia	10,75	5,34	2,38	18,47	7,40	5,24	7,40	20,04
Ungheria	2,72	4,96	2,08	9,76	2,77	6,04	2,38	11,19
Unione europea	14,52	6,68	5,23	26,43	16,40	7,29	5,54	29,23
Area euro	15,38	7,10	5,46	27,94	18,51	7,70	5,24	31,45
Norvegia	14,69	3,43	-3,27	14,85	7,52	3,43	1,82	12,77

Fonte: Eurostat.

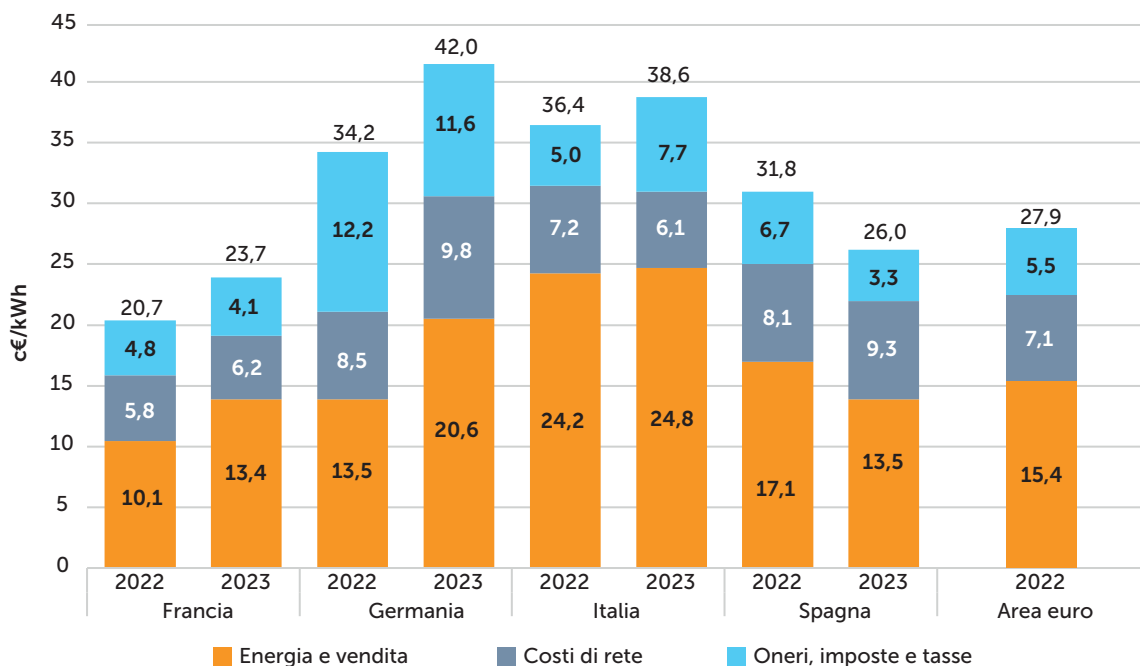
Il prezzo italiano è cresciuto del 6,1%, passando da 36,43 a 38,64 c€/kWh, mentre, nella media dell'Area euro, il prezzo dell'energia elettrica è salito più del doppio (12,6%), passando da 27,94 a 31,45 c€/kWh. Grazie al minore incremento registrato dai prezzi italiani, il differenziale rispetto all'Area euro, che nel 2022 aveva raggiunto quota +30%, si è ridotto al 22,9%, così come la differenza in termini di prezzi netti (cioè al netto di oneri, imposte e tasse) è scesa dal +40% al +18,2%.

L'aumento del prezzo lordo in Italia è dovuto principalmente alla componente oneri e imposte che, rispetto al 2022, ha subito sensibili variazioni (+54,4%), principalmente a causa del venir meno dei provvedimenti di fiscalizzazione degli oneri generali; i prezzi netti, infatti, dati dalla somma del prezzo di energia e vendita e dei costi di rete, hanno registrato una piccola variazione negativa (-2%), passando da 31,74 c€/kWh a 30,98 c€/kWh (Fig. 1.12).

Nell'Area euro, di converso, si è registrato un aumento dei prezzi netti (+16,6%, da 22,48 a 26,21 c€/kWh), mentre una lieve riduzione si è avuta per oneri e imposte (-4%, passando da 5,46 a 5,24 c€/kWh).

I dati mostrano quindi, complessivamente, un discreto miglioramento della situazione relativa del nostro Paese, in particolare per quanto riguarda la dinamica della componente industriale del prezzo (cioè la somma delle componenti "energia e vendita" e "costi di rete"). Effettuando un *focus* sulle diverse parti che concorrono alla formazione del prezzo, infatti, si evidenzia come in Italia tale componente sia risultata anche nel 2023 più elevata rispetto a tutti gli altri principali Paesi europei, ma in forte riduzione rispetto all'anno precedente (+58% rispetto alla Francia, era +98% nel 2022; +2% rispetto alla Germania, era +53% nel 2022; +18,2% rispetto all'Area euro, era +40% nel 2022). L'unica eccezione emerge nei confronti della Spagna, rispetto alla quale il differenziale della componente industriale del prezzo italiano, che era +25% nel 2022, è salito a +36% nel 2023.

FIG. 1.12 Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici nei principali paesi europei

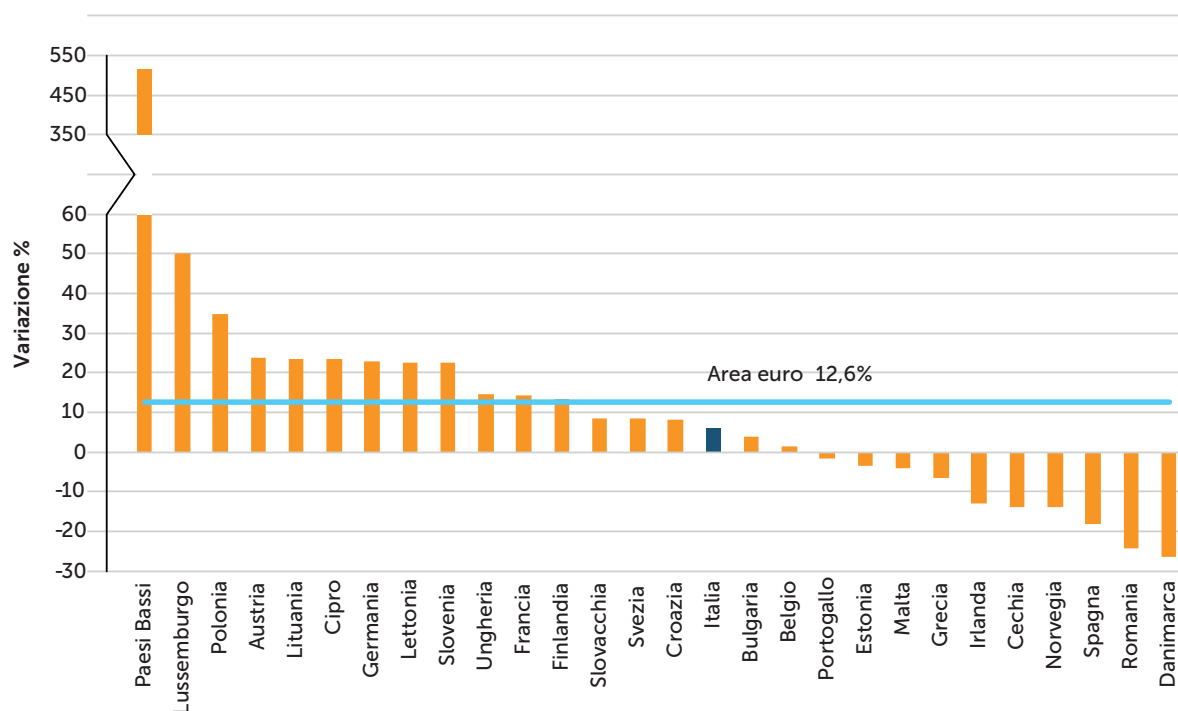


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

L'incremento più elevato, come detto in premessa, si è manifestato in Germania (+22,9%), ma anche i consumatori francesi hanno visto il prezzo crescere del 14,4%. Nella media dell'Area euro, i prezzi sono cresciuti più del doppio di

quelli italiani (+12,6%). Nonostante ciò, il differenziale del prezzo italiano rispetto alla media dell'Area euro resta positivo e pari al 23% (era al 30% lo scorso anno). Anche il *gap* con le famiglie francesi si è ridotto, tuttavia i dati evidenziano ancora un differenziale pari al +63% (comunque più basso rispetto al +76% del 2022). Una forte perdita competitiva si osserva, invece, nei confronti dei consumatori spagnoli, con un peggioramento del differenziale dal +14% del 2022 al +48% del 2023. Solo nel confronto con i prezzi tedeschi si registra un'inversione di tendenza rispetto all'anno precedente: nel 2023 le famiglie italiane hanno pagato mediamente un prezzo dell'8% inferiore a quello pagato dalle famiglie in Germania, mentre nel 2022 queste ultime godevano di un vantaggio del 6% rispetto ai clienti italiani.

FIG. 1.13 Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Nel *database* Eurostat i prezzi sono rilevati per i clienti suddivisi in classi di ampiezza del consumo annuo. In particolare, per i clienti domestici, le classi sono le seguenti: DA: consumi inferiori a 1.000 kWh; DB: consumi da 1.000 kWh a 2.500 kWh; DC: consumi da 2.500 kWh a 5.000 kWh; DD: consumi da 5.000 kWh a 15.000 kWh; DE: consumi superiori a 15.000 kWh. In Italia le classi più rilevanti sono la DB e la DC, dove si concentrano, rispettivamente, il 39,5% e il 37,8% del totale dell'energia fatturata nel 2023 al settore domestico. I prezzi medi commentati finora sono calcolati come media dei prezzi rilevati in ciascuna classe, ponderata per l'energia venduta ai clienti delle diverse classi nei vari Paesi. L'andamento dei prezzi medi commentati finora riflette, pertanto, quello verificatosi nelle diverse classi di consumo.

Nel confronto tra i prezzi italiani e quelli dei Paesi europei paragonabili per dimensione all'Italia, la Germania, come si è visto, è risultata il Paese con il prezzo medio dell'energia elettrica più elevato (42,03 c€/kWh) per il comparto domestico; seguono l'Italia (38,64 c€/kWh), la Francia (32,7 c€/kWh) e la Spagna (26 c€/kWh). Mentre fino al 2022 il cliente domestico italiano pagava prezzi finali superiori rispetto all'omologo tedesco, con un divario pari, in media, a circa il +6%, nel 2023 il cliente domestico italiano ha pagato un prezzo medio inferiore di 3,4 c€/kWh, sperimentando un differenziale medio del -8%. Nel 2023 il differenziale rispetto ai prezzi tedeschi

è risultato inferiore in tutte le classi (con il massimo per l'ultima classe DE, dove è pari a -15,7%) tranne che nella prima classe DA, dove si registra un valore positivo (+0,3%).

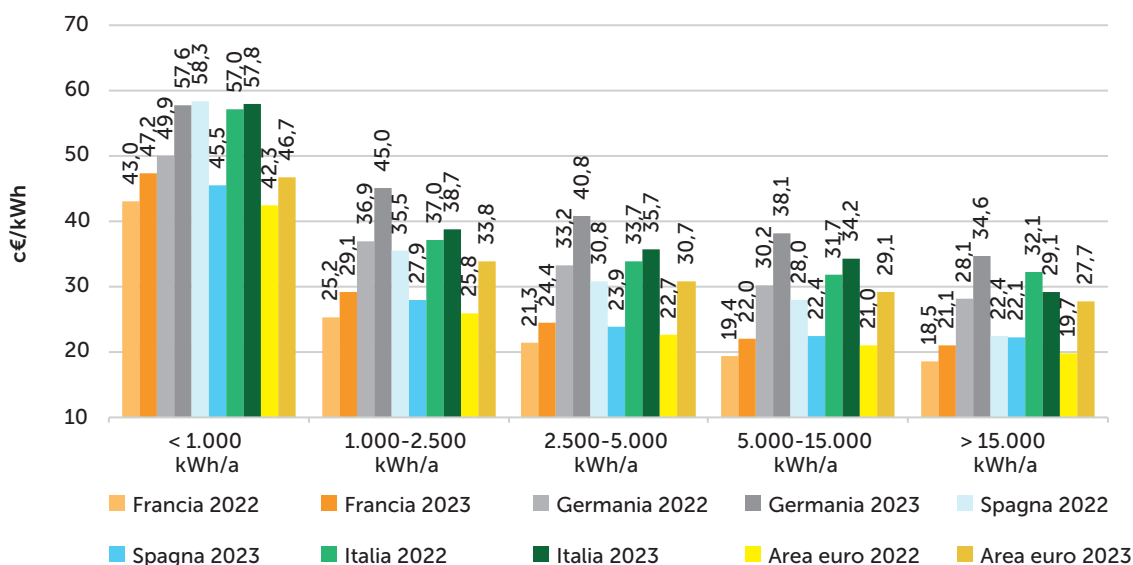
I prezzi della Francia, pari in media a 23,77 c€/kWh, si confermano quelli più vantaggiosi per i consumatori tra i quattro Paesi presi in esame. Grazie ad aumenti più contenuti nei prezzi italiani, tuttavia, i differenziali tra Italia e Francia risultano in diminuzione di almeno dieci punti percentuali rispetto al 2022 per tutte le classi; i differenziali verso la Francia tendono ad aumentare al crescere della dimensione dei clienti in termini di consumi: dal minimo del +22,5% per la prima classe, si sale al +33% della seconda, al +46,5% per la terza, sino al massimo del +55% nella penultima DD, mentre il divario nell'ultima classe scende al +38%.

Come nel 2022, anche nel 2023 la Spagna ha mantenuto prezzi inferiori all'Italia, in media del 40%; nello specifico, il differenziale tra Italia e Spagna è positivo e in aumento per tutte le classi di consumo, con valore crescente dalla classe DA alla classe DD (rispettivamente +27% e +52%). Fa eccezione solo l'ultima classe DE, in cui il differenziale è sceso dal 43% al 32%.

Con riferimento specifico ai clienti della classe di consumo intermedia DC (con consumi compresi tra 2.500 e 5.000 kWh/anno) – che è rappresentativa del cliente domestico italiano, sia perché ha il peso maggiore in termini di energia venduta, sia perché include anche il cliente tipo normalmente di riferimento per l'Autorità – si osserva che il prezzo lordo in Italia è aumentato solo del 5,9%, a fronte di incrementi più elevati negli altri Paesi: 14,5% in Francia, 22,9% in Germania e 35,4% nell'Area euro. L'unica eccezione è rappresentata dalla Spagna, dove i prezzi per i clienti DC sono diminuiti del 23% rispetto al 2022 (Fig. 1.14). Sempre guardando ai valori al lordo delle imposte, le famiglie italiane con consumi in questa classe pagano un prezzo di 35,71 c€/kWh che corrisponde al 46,5% in più delle famiglie francesi (24,38 c€/kWh) e al 49,7% in più di quelle spagnole (23,86 c€/kWh), mentre pagano il 12,4% in meno delle famiglie tedesche (40,75 c€/kWh).

In generale, guardando i prezzi lordi, si osserva che il differenziale tra i prezzi italiani e quelli dell'Area euro è positivo per tutte le classi, massimo per la prima (+23,7%) e minimo per l'ultima (+5%).

FIG. 1.14 Prezzi totali dell'energia elettrica per usi domestici e per classe di consumo nei principali Paesi europei



Fonte: Eurostat.

Guardando, invece, ai prezzi netti (che escludono oneri e imposte), i differenziali tra l'Italia e l'Area euro sono mediamente intorno all'8%; nelle classi DB e DC, in cui si concentrano i maggiori consumi nel nostro Paese, si riscontra un differenziale rispettivamente del 9% e del 12%. L'ultima classe di consumo, che in Italia rappresenta una quota residuale dei volumi complessivi del settore domestico (2%), è quella dove il differenziale risulta più contenuto, pari al 2,4% rispetto all'Area euro.

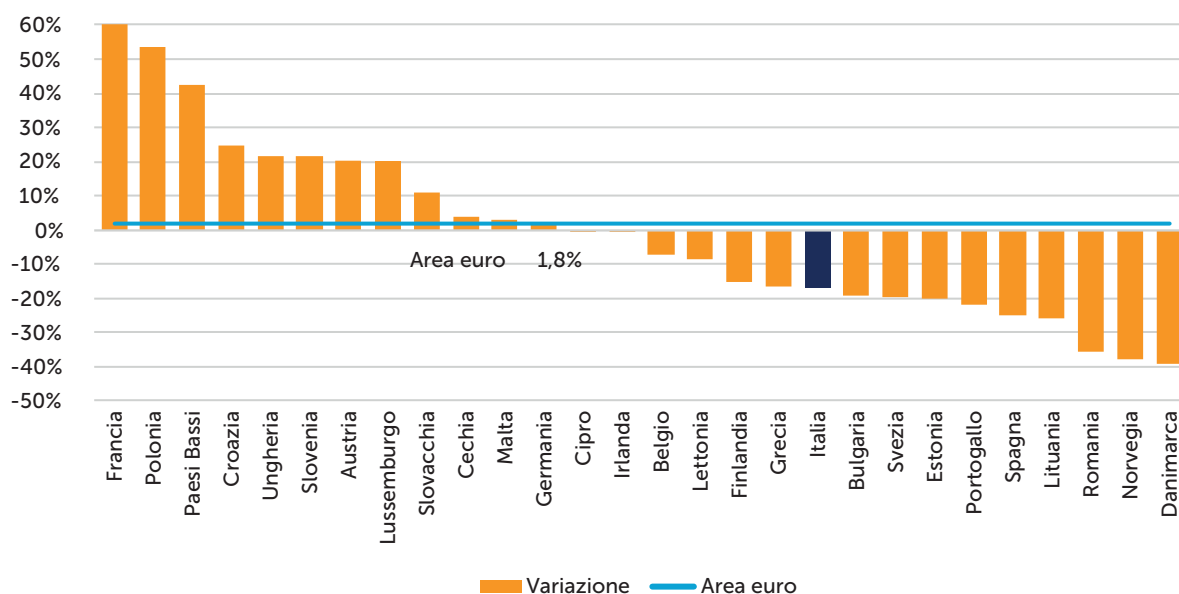
Sempre in riferimento all'Area euro, il confronto tra i valori della sola componente energia mostra un divario positivo in tutte le classi di consumo, ma in marcata diminuzione rispetto al 2022. Il differenziale più elevato si riscontra nella classe DA, per la quale è sceso dal +55% del 2022 al +30% del 2023; il divario minore si verifica nell'ultima classe DE, dove si è ridotto dal +62% al +12% nei due anni considerati. Nella classe intermedia DC il differenziale è sceso dal +52% al +30%.

La componente fiscale dei prezzi italiani presenta, anche nel 2023, una struttura progressiva: il suo valore, infatti, tende ad aumentare al crescere della dimensione dei clienti; nell'Area euro, invece, la componente fiscale mostra un andamento più piatto, evidenziando valori relativamente simili tra le diverse classi di consumo. Diversamente da quanto accadeva nel 2022, anche per tale componente il differenziale tra Italia e Area euro nel 2023 è divenuto sempre positivo per tutte le categorie di consumo; nella classe DB e DC si attese rispettivamente a +48 e +38%.

Prezzi per i clienti non domestici

I prezzi per i clienti non domestici pagati nel corso del 2022 e del 2023 sono illustrati nella tavola 1.14. Nel 2023 il prezzo totale (al lordo di tutte le imposte) più alto in Europa è stato pagato dai clienti di Cipro (33,18 c€/kWh), seguiti dai clienti di Ungheria, Slovacchia e Paesi Bassi; al quinto posto i clienti industriali italiani, che hanno pagato 28,90 c€/kWh. L'analisi dei prezzi rilevati nel 2023 per i consumatori non domestici nel contesto internazionale evidenzia però che la significativa riduzione dei prezzi nazionali (-17%) ha notevolmente ridotto lo svantaggio di prezzo delle imprese italiane rispetto alla media dell'Area euro.

Nel corso del 2023 nell'Unione europea i prezzi per i clienti non domestici sono diminuiti rispetto all'anno precedente in 13 Paesi, tra cui l'Italia; in due Paesi il prezzo è rimasto invariato, mentre nei restanti 12 ha registrato un aumento (Fig. 1.15).

FIG. 1.15 Variazione dei prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

In Francia i prezzi hanno subito l'incremento più elevato (+61%); grazie a questo significativo aumento, nel 2023 il differenziale con la Francia è sceso al +17%, riducendosi di oltre 100 punti percentuali rispetto allo scorso anno. Anche lo svantaggio dei prezzi italiani rispetto a quelli pagati dagli industriali tedeschi, altro principale Paese manifatturiero in Europa, è sceso, attestandosi al +13% rispetto al +38% registrato nel 2022. Come nel caso dei clienti domestici, è invece cresciuto il differenziale rispetto ai prezzi spagnoli, che nel corso del 2023 sono diminuiti in misura maggiore di quelli italiani (-25%); pertanto nel 2023 il prezzo medio italiano è risultato più elevato del 55% rispetto a quello spagnolo, mentre nel 2022 era del 40% superiore.

Più in generale, la discesa dei prezzi italiani ha fatto registrare un miglioramento anche nei confronti dei Paesi dell'Area euro, rispetto ai quali nel 2023 il prezzo italiano risulta più elevato del 16%, ma ha recuperato 29 punti percentuali rispetto al 2022 (era +45% un anno fa).

TAV. 1.14 Prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)

PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	14,43	2,93	4,89	22,25	18,74	3,40	4,66	26,80
Belgio	16,20	2,22	6,73	25,15	14,69	2,29	6,34	23,32
Bulgaria	25,65	2,35	-7,80	20,20	11,55	2,60	2,21	16,36
Cechia	14,26	4,03	4,84	23,13	15,86	3,86	4,29	24,01
Cipro	18,99	2,13	12,07	33,19	17,74	2,38	13,06	33,18
Croazia	15,52	3,32	3,96	22,80	20,39	3,31	4,70	28,40
Danimarca	18,40	2,61	8,44	29,45	10,50	2,61	4,80	17,91

(segue)

PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Estonia	15,64	2,69	5,14	23,47	10,62	3,71	4,41	18,74
Finlandia	9,02	2,12	2,58	13,72	7,13	2,20	2,32	11,65
Francia	9,72	2,7	2,91	15,33	17,65	2,94	4,08	24,67
Germania	12,98	3,49	8,76	25,23	13,81	4,21	7,60	25,62
Grecia	27,62	1,35	-6,69	22,28	15,77	1,63	1,17	18,57
Irlanda	21,16	3,68	3,28	28,12	22,78	3,57	1,64	27,99
Italia	25,24	3,26	6,30	34,80	17,45	2,93	8,52	28,90
Lettonia	12,64	3,95	5,12	21,71	13,23	2,83	3,78	19,84
Lituania	17,48	3,9	4,73	26,11	12,77	3,83	2,77	19,37
Lussemburgo	13,02	2,30	1,74	17,06	15,28	4,25	0,99	20,52
Malta	10,50	2,70	0,82	14,02	10,92	2,70	0,84	14,46
Paesi Bassi	13,53	2,51	4,95	20,99	17,35	4,25	8,28	29,88
Polonia	8,49	2,68	6,91	18,08	10,62	4,56	12,58	27,76
Portogallo	13,24	3,42	1,31	17,97	12,20	3,90	-2,02	14,08
Romania	21,84	2,65	6,63	31,12	12,29	3,22	4,47	19,98
Slovacchia	17,12	4,02	7,01	28,15	18,34	4,24	8,63	31,21
Slovenia	14,48	1,56	4,11	20,15	17,59	2,20	4,69	24,48
Spagna	16,44	2,80	5,62	24,86	11,66	3,26	3,72	18,64
Svezia	9,09	2,34	2,95	14,38	6,89	2,28	2,38	11,55
Ungheria	18,11	3,21	5,45	26,77	18,36	6,61	7,59	32,56
Unione europea	15,09	2,96	5,46	23,51	14,67	3,47	6,09	24,23
Area euro	15,71	3,00	5,68	24,39	15,55	3,40	5,88	24,83
Norvegia	9,42	1,19	3,23	13,84	5,33	1,11	2,14	8,58

Fonte: Eurostat.

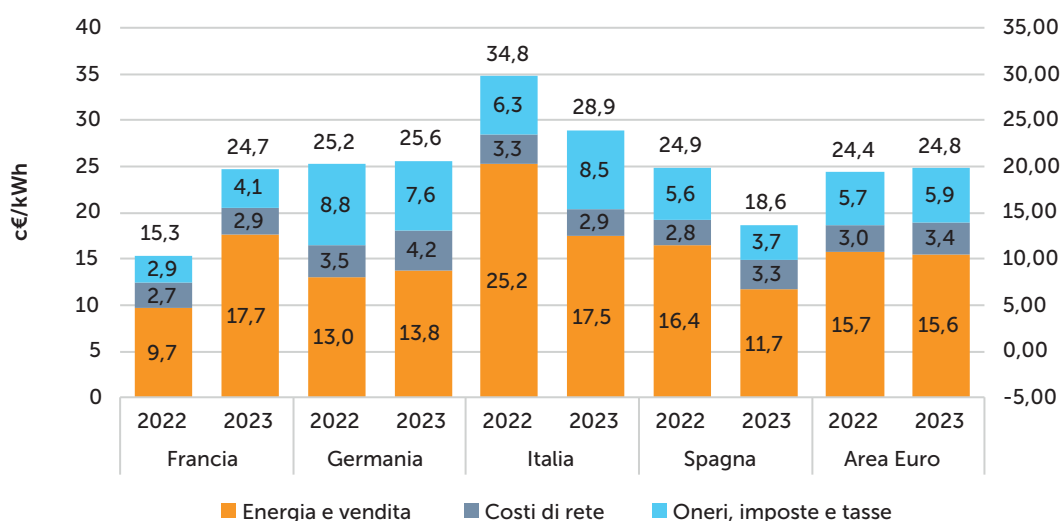
Nel 2023 la media ponderata dei prezzi lordi delle classi di consumo non domestico (Fig. 1.16) è scesa in Italia da 34,8 c€/kWh a 28,90 c€/kWh ed è aumentata del 2% circa nell'Area euro, da 24,39 c€/kWh a 24,83 c€/kWh; gli industriali italiani hanno quindi pagato un prezzo medio lordo più alto di 4,07 c€/kWh rispetto alla media dell'Area euro, recuperando in misura sostanziale la competitività persa nel 2022. Nel 2022, infatti, i clienti non domestici hanno pagato 10,41 c€/kWh in più rispetto alla media dell'Area euro.

La diminuzione dei prezzi lordi in Italia è dovuta alla netta diminuzione della materia energia (-31%) che è passata da 25,2 a 17,5 c€/kWh, nonché alla riduzione parziale dei costi di rete (-10%) che sono scesi a 2,93 c€/kWh; la diminuzione del prezzo totale è stata invece parzialmente attenuata dalla crescita della componente fiscale (+35%) che è passata da 6,30 c€/kWh del 2022 a 8,52 c€/kWh del 2023. Ciò a causa del ripristino della voce relativa agli oneri generali, il cui azzeramento nel 2022 non è stato prorogato nel 2023.

Analizzando le singole voci che concorrono alla formazione del prezzo finale si riscontra che, con l'eccezione della Francia, la componente relativa all'energia e alla vendita pagata dai clienti non domestici italiani è più alta rispetto agli altri principali Paesi europei; i corrispettivi dei costi di rete sono nettamente inferiori (-30% rispetto ai clienti non domestici tedeschi, 10% rispetto alla Spagna e -14% rispetto all'Area euro), mentre la componente fiscale in Italia risulta particolarmente elevata (+109% rispetto alla Francia, +12% rispetto alla Germania e +129% rispetto alla Spagna).

Nell'Area euro i prezzi lordi sono aumentati principalmente a causa di un notevole incremento dei costi di rete (+13,3%) e dell'aumento del 3,5% degli oneri fiscali, parzialmente mitigati dalla riduzione del costo della materia energia (-1%).

FIG. 1.16 Componenti dei prezzi dell'energia elettrica per usi non domestici nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Come per i clienti domestici, anche per quelli non domestici i prezzi sono rilevati nel *database* Eurostat suddividendo i clienti per classi di ampiezza del consumo annuo. In questo caso le classi sono sette: IA: consumi inferiori a 20 MWh; IB: consumi da 20 a 500 MWh; IC: consumi da 500 a 2.000 MWh; ID: consumi da 2.000 a 20.000 MWh; IE: consumo da 20.000 a 70.000 MWh; IF: consumi da 70.000 a 150.000 MWh; IG: consumi superiori a 150.000 MWh⁶. In Italia le classi più rilevanti sono la IB e la ID, in cui si concentrano, rispettivamente, il 27,6% e il 23,7% del totale dell'energia fatturata nel 2023 al settore non domestico. I prezzi medi commentati finora sono calcolati come media dei prezzi rilevati in ciascuna classe, ponderata per l'energia venduta ai clienti delle diverse classi nei vari Paesi. L'andamento di tali prezzi medi riflette, pertanto, quello verificatosi nelle diverse classi di consumo.

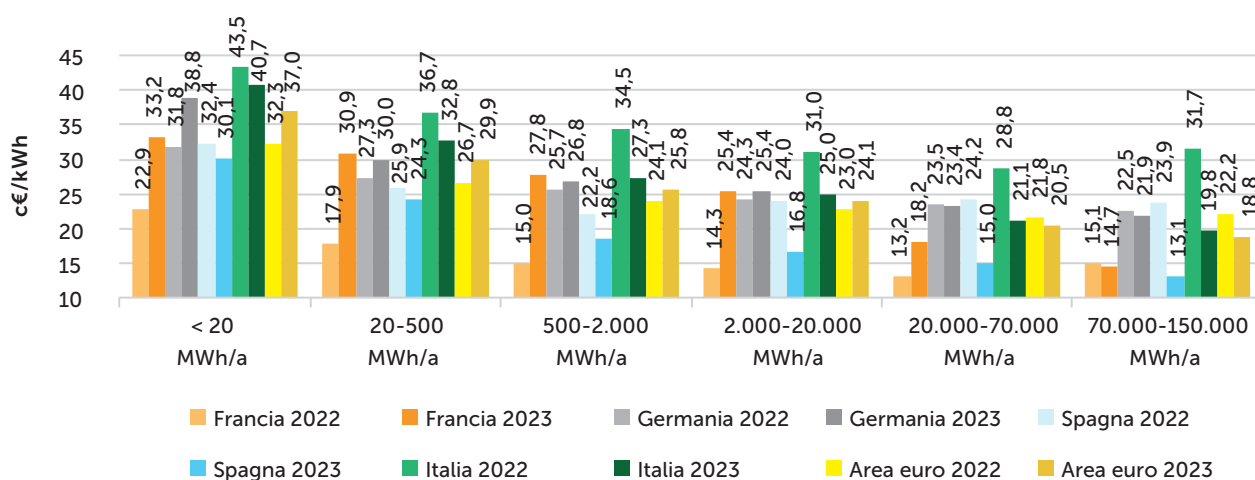
Nel 2023 il prezzo medio lordo italiano dei clienti non domestici è risultato in diminuzione rispetto all'anno precedente per tutte le classi di consumo analizzate; le riduzioni vanno dal valore minimo, pari al -6%, nella prima classe di consumo IA, fino ad arrivare al -37% nell'ultima classe IF (Fig. 1.17). Tali variazioni sono guidate prevalentemente dalla riduzione del prezzo della componente energia, che registra un decremento in maniera progressiva per le classi di consumo, dal -22% nella classe IA al 41% nella classe IF. Al contrario, nell'Area euro i valori della componente energia e vendita hanno registrato variazioni in aumento rispetto al 2022 dalla classe IA fino

⁶ L'analisi non comprende quest'ultima classe perché per diversi paesi i dati non vengono pubblicati, in quanto riservati.

alla classe ID, sebbene i rincari risultino via via più tenui all'aumentare delle dimensioni dei clienti: dall'incremento del 18% per la classe IA si scende, infatti, all'aumento del 3% per la classe ID. Nelle classi IE e IF si sono osservate invece riduzioni della componente energia, rispettivamente pari al -8% e al -17%.

Come per la componente relativa a energia e vendita, anche per quella a copertura dei costi di rete nei prezzi italiani si sono osservate riduzioni rispetto al 2022 in tutte le classi, con decrementi proporzionalmente più elevati all'aumentare dei consumi. A fronte di un calo del 9% per i clienti della prima classe, i costi di rete risultano diminuiti fino al -23% per i clienti della classe IF. All'opposto, nei valori medi per l'Area euro, la componente di rete è risultata in aumento per tutte le classi, specialmente per la classe IF, dove è salita del 22%, ma anche per le altre classi di consumo si evidenziano rincari intorno al 12%.

FIG. 1.17 Prezzi totali dell'energia elettrica per usi non domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei



Fonte: Eurostat.

Nelle classi dove si concentra oltre la metà dell'energia acquistata in Italia per usi non domestici, che come appena visto sono la IB e la ID, nel 2023 i clienti italiani hanno pagato un prezzo totale superiore a quello degli omologhi clienti nell'Area euro, rispettivamente del 9,8% e del 3,6%. Per tali clienti lo svantaggio di prezzo risulta, quindi, molto più contenuto rispetto a quello che emerge dal confronto del prezzo medio ponderato di tutte le classi (+16%).

I differenziali dei prezzi italiani rispetto a quelli dell'Area euro si dimezzano se, anziché considerare il prezzo comprensivo di oneri e imposte, si confronta il prezzo al netto di tali componenti, che le imprese possono tralasciare sui loro clienti. Emerge, in questo caso, come nel 2023 le imprese italiane abbiano pagato in media prezzi più elevati dell'8% rispetto a quelle dell'Area euro. Nelle due classi più rilevanti per l'Italia, il divario di prezzo pagato dai clienti italiani cambia addirittura di segno e si tramuta in un vantaggio, ancorché piccolo, rispetto alle imprese dell'Area euro. Per i clienti che consumano da 20 a 500 MWh/anno (classe IB) il prezzo italiano, pari a 21,7 c€/kWh, si confronta infatti con quello di 22,4 c€/kWh osservato nella media dell'Area euro, così come nel caso dei clienti medio-grandi, che consumano da 2 a 20 GWh/anno (classe ID), per i quali il prezzo italiano nel 2023 è risultato pari a 18,3 c€/kWh, contro i 18,4 c€/kWh pagati dai clienti nell'Area euro. Al netto delle componenti fiscali, i prezzi italiani risultano molto competitivi anche nei confronti della Francia: nelle prime quattro classi i clienti italiani hanno pagato nel 2023 prezzi inferiori del 15% circa rispetto ai corrispondenti

clienti francesi. Nel confronto con i prezzi netti registrati in Germania, i clienti italiani risultano avere pagato un prezzo inferiore (-3%) rispetto ai corrispondenti clienti tedeschi solo nel caso della classe IC (consumi tra 500 e 2.000 kWh all'anno), mentre nelle altre classi i prezzi sono risultati simili (classe IA) o lievemente superiori, almeno fino alla classe IF. La differenza tra i prezzi netti italiani e quelli spagnoli resta, invece, molto favorevole per i clienti spagnoli in tutte le classi.

Prezzi del gas

Prezzi per i clienti domestici

Al contrario di quanto osservato nel 2022, nel 2023 i prezzi italiani del gas naturale per usi domestici sono divenuti più bassi della media dei prezzi nell'Area euro (Tav. 1.15). Più precisamente, mentre nel 2022 i consumatori italiani pagavano il 13% in più del consumatore medio dell'Area euro, nel 2023 hanno pagato l'8% in meno.

Nell'anno appena trascorso il prezzo totale (cioè comprensivo di imposte e oneri) più elevato per i clienti domestici gas si è registrato in Svezia (25,17 c€/kWh) e nei Paesi Bassi (20,48 c€/kWh), mentre i prezzi più bassi si sono osservati in Romania (5,57 c€/kWh), Croazia (4,55 c€/kWh) e Ungheria (3,33 c€/kWh). Il prezzo italiano, pari a 11,36 c€/kWh, si è collocato nella fascia intermedia, come appena detto al di sotto di quello dell'Area euro, ma anche inferiore ai valori della media dei paesi dell'Unione.

Il prezzo al lordo di oneri e imposte è cresciuto rispetto all'anno precedente in 15 paesi, mentre è diminuito nei restanti 9 pubblicati dall'Eurostat, considerato che per Cipro, Finlandia e Malta i dati non sono resi disponibili perché ritenuti statisticamente riservati⁷ (Fig. 1.18).

L'aumento dei prezzi lordi in Italia (Tav. 1.15 e Fig. 1.18), in media pari al +2,3% (da 11,10 c€/kWh a 11,36 c€/kWh), è imputabile all'incremento del prezzo della materia energia (da 7,54 c€/kWh a 8,72 c€/kWh), che incide sul prezzo totale per il 77%, e all'aumento dei costi di rete (+30%); tali aumenti sono stati fortemente calmierati dal calo della voce oneri, imposte e tasse (-99%) determinato dalle politiche applicate su tale componente dal Governo italiano, come evidenziato in premessa. Anche nell'Area euro il prezzo lordo è cresciuto per gli stessi motivi, ma con un ordine di grandezza più elevato. L'aumento del 25,8% del prezzo finale (passato da 9,85 c€/kWh a 12,39 c€/kWh) è infatti dovuto all'aumento del 37,5% del costo della materia energia (che incide sul prezzo finale per il 64%) e a quello della componente costi di rete, salita del 20%.

⁷ Il regolamento (UE) n. 1952/2016 si attiene alle norme sulla riservatezza dei dati stabilite dal regolamento (CE) n. 233/2009 dell'11 marzo 2009, che definisce "dati riservati" quelli che consentono di identificare, direttamente o indirettamente, le unità statistiche, divulgando così informazioni individuali.

TAV. 1.15 *Prezzi del gas naturale per usi domestici in Europa (in c€/kWh)*

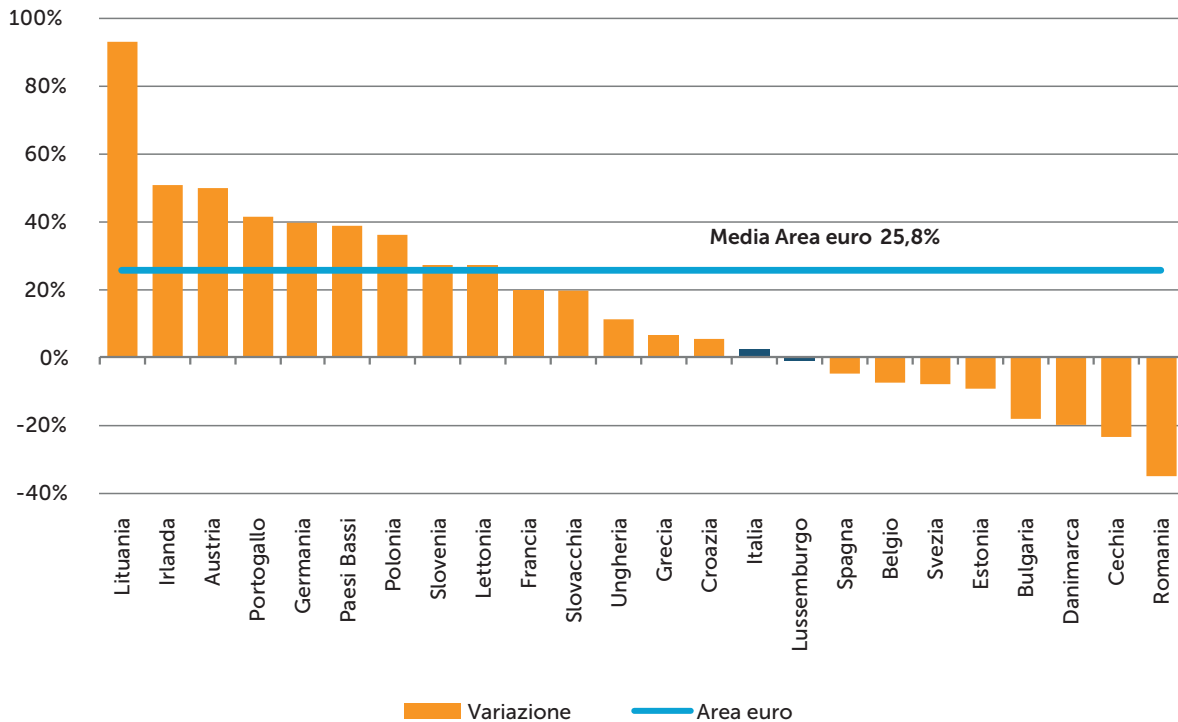
PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	6,02	1,79	2,37	10,18	10,10	1,99	3,19	15,28
Belgio	8,69	1,60	1,31	11,60	7,79	1,69	1,27	10,75
Bulgaria	7,90	1,47	0,41	9,78	5,38	1,56	1,05	7,99
Cechia	10,92	1,47	2,60	14,99	7,96	1,50	1,99	11,45
Croazia	2,92	0,90	0,50	4,32	3,44	0,90	0,21	4,55
Danimarca	12,98	1,44	3,61	18,03	6,52	1,78	6,14	14,44
Estonia	7,51	0,73	2,10	10,34	6,52	0,93	1,94	9,39
Francia	4,68	2,45	2,46	9,59	6,10	2,64	2,75	11,49
Germania	4,76	1,48	2,29	8,53	7,53	1,96	2,43	11,92
Grecia	8,42	1,61	0,67	10,7	8,50	2,01	0,89	11,4
Irlanda	6,17	2,87	1,64	10,68	11,02	3,01	2,09	16,12
Italia	7,54	2,02	1,54	11,10	8,72	2,62	0,02	11,36
Lettonia	7,30	1,88	1,93	11,11	9,05	2,42	2,65	14,12
Lituania	6,18	1,09	1,69	8,96	12,42	1,87	3,00	17,29
Lussemburgo	8,46	1,50	-1,23	8,73	11,09	1,76	-4,18	8,67
Paesi Bassi	7,95	1,10	5,69	14,74	11,07	1,43	7,98	20,48
Polonia	4,30	1,15	0,06	5,51	4,80	1,24	1,46	7,50
Portogallo	5,75	3,17	3,03	11,95	9,42	3,35	4,16	16,93
Romania	6,34	0,88	1,37	8,59	3,59	1,09	0,89	5,57
Slovacchia	2,60	1,67	0,85	5,12	3,07	2,03	1,02	6,12
Slovenia	5,04	1,25	1,77	8,06	7,18	1,33	1,76	10,27
Spagna	6,46	1,38	3,18	11,02	7,76	1,83	0,93	10,52
Svezia	13,12	5,93	8,21	27,26	10,45	6,90	7,82	25,17
Ungheria	1,52	0,83	0,64	2,99	1,10	1,52	0,71	3,33
Unione europea ^(A)	5,96	1,75	2,09	9,80	7,34	2,03	2,09	11,46
Area euro	5,81	1,81	2,23	9,85	7,99	2,17	2,23	12,39

(A) Per Cipro, Finlandia e Malta i dati non sono disponibili.

Fonte: Eurostat.

Anche escludendo la componente fiscale, la cui variazione negativa in Italia – come appena visto – ha contro-bilanciato i rincari delle altre voci, l'aumento del prezzo netto per i clienti italiani resta inferiore a quello dell'Area euro. Nel 2023, infatti, il prezzo netto italiano è cresciuto del 19% (da 9,56 c€/kWh a 11,34 c€/kWh), mentre quello dell'Area euro è aumentato del 33% (da 7,62 c€/kWh a 10,16 c€/kWh). Il differenziale dei prezzi italiani rispetto all'Area euro in termini di prezzi netti si è quindi ridotto, dal +25% al +12%, e ha recuperato 14 punti percentuali, ma è rimasto positivo, non riuscendo a invertire il segno com'è accaduto nel caso dei prezzi lordi (che, come detto poco sopra, è passato da +13% a -8%).

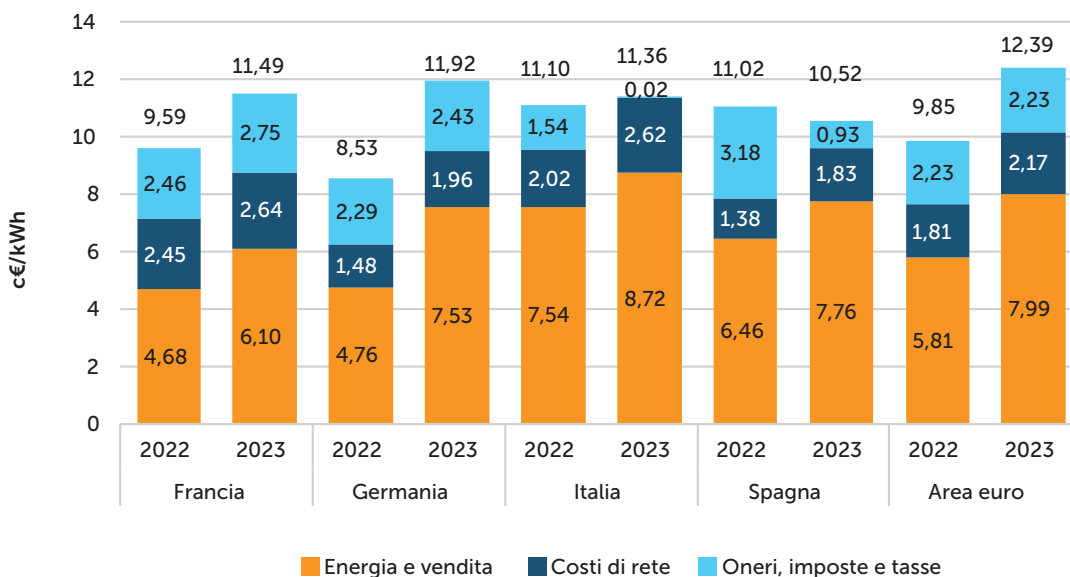
FIG. 1.18 *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi domestici nel 2023*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Guardando al confronto con i principali paesi europei, quelli cioè i cui mercati presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia, il prezzo lordo medio italiano (11,36 c€/kWh) è risultato inferiore a quelli di Germania (-5%) e Francia (-1%), ma dell'8% più elevato rispetto a quello della Spagna, dove i clienti domestici nel 2023 hanno pagato mediamente un prezzo di 10,52 c€/kWh (Fig. 1.19).

FIG. 1.19 *Componenti dei prezzi del gas naturale per usi domestici nei principali paesi europei*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

La scomposizione del prezzo medio mostra che la convenienza dei prezzi italiani è dovuta pressoché integralmente alla componente fiscale, che nel 2023 si è sostanzialmente azzerata (0,02 c€/kWh); la componente oneri e imposte risulta, quindi, la più bassa rispetto a tutti i paesi principali dell'Area euro, con una differenza media pari al -99%.

L'Italia, invece, registra il valore della componente energia più elevato in assoluto (8,72 c€/kWh). Il differenziale con i prezzi degli altri paesi calcolato solo sulla componente della materia prima mostra, infatti, che i prezzi italiani sono più elevati del 43% rispetto a quelli francesi, del 12,4% rispetto a quelli della Spagna e del 15,8% rispetto alla Germania.

Come per l'energia elettrica, Eurostat rileva i prezzi medi del gas naturale applicati ai clienti con usi domestici suddividendoli in tre classi dimensionali di consumo annuo: D1: consumi fino a 20 GJ/anno (ovvero fino a circa 520 m³/anno o 5.500 kWh/anno); D2: consumi da 20 a 200 GJ/anno (equivalenti alla fascia 520-5.200 m³/anno o 5.500-55.500 kWh/anno); D3: consumi oltre 200 GJ/anno (cioè superiori a 5.200 m³/anno oppure 55.500 kWh/anno). In Italia la classe di gran lunga prevalente è la D2, che raccoglie il 69,3% circa dei volumi complessivamente venduti. Il restante 30% delle vendite si divide per il 15,6% nella classe D1 e per il 15,2% nella classe D3. In Italia il 75% del gas venduto è quindi acquistato da clienti i cui consumi annui non superano i 5.200 m³.

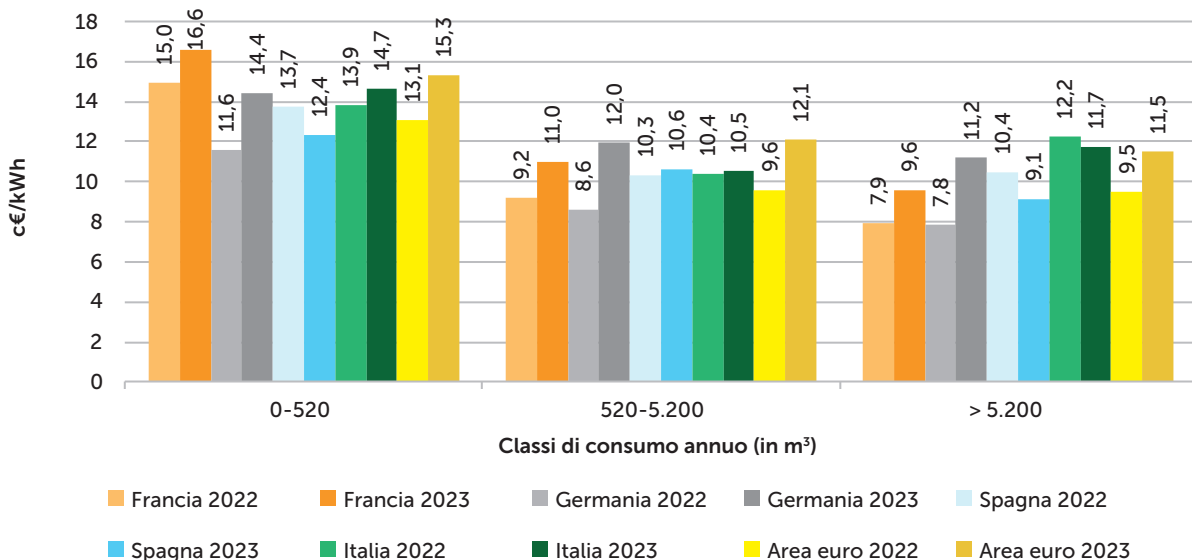
L'incremento del prezzo lordo del gas per usi domestici italiano analizzato finora, pari al 2,3%, può essere dettagliato nell'andamento delle tre classi di consumo, di cui costituisce la media ponderata; nel 2023 i prezzi per i clienti delle classi D1 e D2 hanno registrato aumenti pari al +5,9% e +1,3% rispetto al 2022; solo nell'ultima classe D3 si è registrata una riduzione del prezzo lordo pari al -3,9%. Nell'Area euro i prezzi sono risultati in crescita per tutte e tre le classi di consumo, ma con tassi di variazione molto più ampi di quelli italiani; si riscontrano, infatti, incrementi rispetto al 2022 del +17% per la classe D1, del +27% per la D2 e del 22% per la D3 (Fig. 1.20). Con l'eccezione della Spagna per le due classi estreme, l'Italia è il paese in cui i prezzi sono cresciuti in misura minore.

Ciò ha determinato un forte ridimensionamento dei differenziali dei prezzi italiani nei confronti di quelli degli altri paesi, se non addirittura un loro cambio di segno. Così, per esempio, i clienti italiani della classe D1, che nel 2022 affrontavano un prezzo del 5,8% superiore a quello pagato nella media dell'Area euro, nel 2023 hanno pagato il 4,2% in meno. Ancora più significativo il risultato per la classe D2: lo svantaggio dell'8,9% per i clienti italiani nel 2022 (determinato da un prezzo in Italia pari a 10,4 c€/kWh e nella media dell'Area euro pari a 9,6 c€/kWh) nel 2023 è divenuto un vantaggio del 13% essendo i prezzi italiani cresciuti poco (10,5 c€/kWh), mentre quelli dell'Area euro sono saliti a 12,1 c€/kWh. Lo stesso fenomeno si riscontra anche nei confronti di Francia e Germania e, solo nel caso della classe D2, anche della Spagna. Nel 2023 il prezzo italiano per i clienti della classe D2 è risultato inferiore del 4,4% rispetto a quello francese (nel 2022 era del 13% superiore), inferiore dell'11,9% rispetto a quello tedesco (nel 2022 era invece più alto del 21%), nonché inferiore dello 0,8% rispetto a quello spagnolo (nel 2022 era più alto dello 0,8%). Nelle altre due classi D1 e D3, invece, i prezzi più convenienti sono risultati quelli spagnoli, anche perché hanno registrato una riduzione rispetto al 2022 pari al -10,1% nella classe D1 e al -12,4% nell'ultima classe.

Opposti risultati si ottengono analizzando il prezzo della componente energia: in questo caso il valore italiano risulta superiore a quello che si osserva in tutti gli altri paesi analizzati e per tutte le classi. Per questa voce di prezzo i consumatori italiani hanno pagato il 20,1% in più nella classe D1, il 5,3% in più nella classe D2 e l'8,8% in più nella classe D3, rispetto ai consumatori dell'Area euro. Positivo è anche il differenziale relativo ai costi di rete in tutte e tre le classi di consumo se confrontato con l'Area euro: +11,1% nella prima classe, +15,1% nella seconda classe e +35% nell'ultima classe, che sconta una posizione meno vantaggiosa. Tale situazione è dovuta al fatto che sia in Italia che nell'Area euro gli incrementi dei prezzi netti risultano crescenti nelle classi D1 e D2, per poi leggermente decrescere nell'ultima classe D3.

L'incidenza fiscale, dunque, è risultata particolarmente vantaggiosa in Italia nel 2023 e, come si è già avuto modo di osservare, la fiscalità è la componente che ha concorso alla riduzione dei prezzi finali italiani, anche per i clienti con consumi più elevati; nella prima classe tale componente è risultata inferiore del -139% rispetto all'Area euro, del -105% nella classe D2.

FIG. 1.20 Prezzi totali del gas naturale per usi domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti non domestici

Nel 2023 i prezzi più elevati del gas naturale per usi non domestici nell'Unione europea si sono registrati in Svezia (15,80 c€/kWh), in Ungheria (11,90 c€/kWh) e in Finlandia (11,60 c€/kWh); viceversa, i prezzi più bassi sono risultati quelli della Spagna (4,99 c€/kWh) e quelli di Bulgaria e Romania (in entrambi i paesi pari a 6,04 c€/kWh) (Tav. 1.6). Con 8,23 c€/kWh l'Italia si è collocata a metà circa della classifica.

Il prezzo medio totale al lordo di oneri e imposte ha registrato un aumento rispetto al 2022 in soli sei paesi, mentre in tutti gli altri 19 paesi ha evidenziato una diminuzione (Fig. 1.21). Analogamente a quanto osservato per gli usi domestici, anche nel caso dei clienti non domestici i prezzi italiani hanno registrato il maggiore calo (-17,8%), sia rispetto alla media dell'Area euro (10,5%), sia rispetto alla Germania (-6,1%). Il prezzo medio spagnolo, che di fatto si è dimezzato rispetto al 2022, è però quello che ha realizzato la discesa più ampia rispetto a tutti i paesi dell'Unione europea osservati. In Francia, al contrario, il prezzo è aumentato del 12,5% rispetto al 2022.

Nel 2023 la differenza tra il prezzo medio corrisposto dai clienti non domestici italiani (8,23 c€/kWh) e il prezzo medio pagato nell'Area euro (8,01 c€/kWh) si è molto assottigliata rispetto al 2022, quando era dell'11,8%, ma è rimasta positiva e pari al 2,7%.

La riduzione del prezzo finale in Italia (Tav. 1.16 e Fig. 1.21), da 10,01 c€/kWh a 8,23 c€/kWh, è dovuta a una notevole discesa della componente oneri e imposte, che è diminuita del 43% (da 0,91 c€/kWh a 0,52 c€/kWh) e alla riduzione della componente materia energia (-22%, da 8,41 c€/kWh a 6,54 c€/kWh). Queste riduzioni sono state

parzialmente compensate dal sensibile aumento dei costi di rete (+69,6%, da 0,69 c€/kWh a 1,17 c€/kWh). La diminuzione della voce oneri e imposte, come nel caso dei clienti domestici, è in gran parte dovuta alle misure di sostegno ai consumi adottate dal Governo italiano. Anche nell'Area euro si è registrata un'ampia riduzione del prezzo lordo (-10,5%, da 8,95 c€/kWh a 8,01 c€/kWh), ma, come detto, di circa sette punti percentuali inferiore a quella italiana. La discesa del prezzo finale nella media dei paesi dell'Area euro è imputabile alle medesime componenti osservate per l'Italia: anche in questo caso la componente materia energia si è abbassata del 10% (da 6,50 c€/kWh a 5,85 c€/kWh), così come sono diminuiti oneri e imposte (-23%, da 1,95 c€/kWh a 1,50 c€/kWh), mentre la componente dei costi di rete è aumentata del 32% (da 0,50 c€/kWh a 0,66 c€/kWh).

TAV. 1.16 *Prezzi del gas naturale per usi non domestici in Europa (in c€/kWh)*

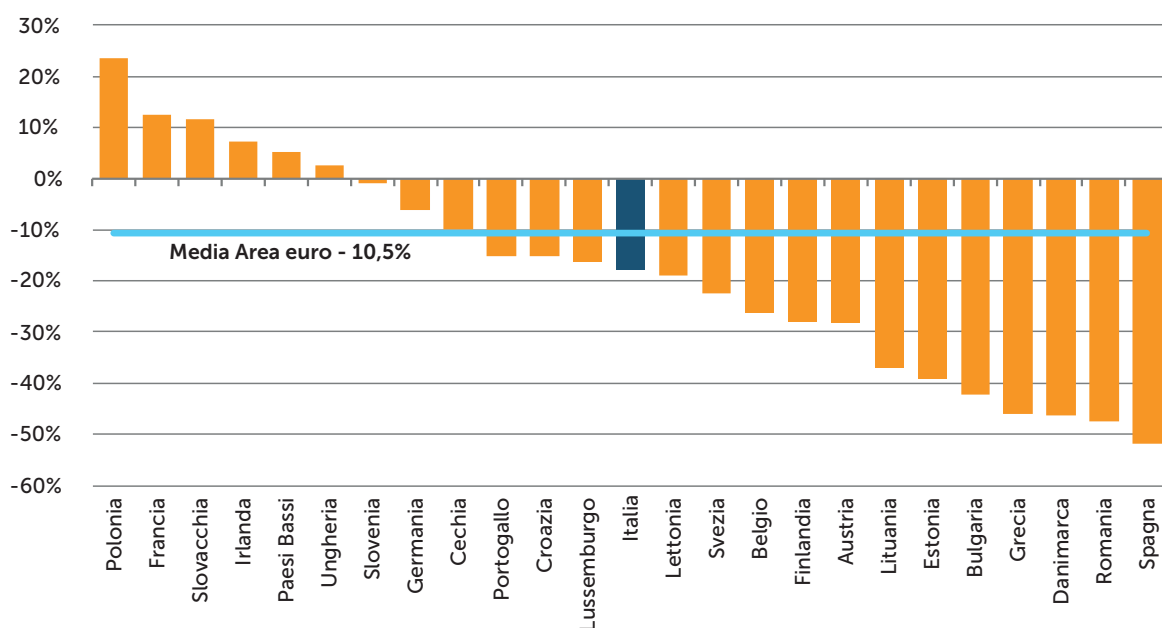
PAESI	2022				2023			
	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE	ENERGIA E VENDITA	COSTI DI RETE	ONERI E TASSE	PREZZO TOTALE
Austria	7,96	0,43	2,23	10,62	5,49	0,49	1,63	7,61
Belgio	7,10	0,26	1,10	8,46	5,18	0,27	0,80	6,25
Bulgaria	9,43	0,40	0,65	10,48	4,81	0,43	0,80	6,04
Cechia	6,67	0,66	1,70	9,03	5,96	0,63	1,55	8,14
Croazia	6,73	0,54	0,96	8,23	6,09	0,51	0,39	6,99
Danimarca	11,06	0,60	4,79	16,45	4,72	0,82	3,31	8,85
Estonia	10,92	0,70	2,74	14,36	6,14	0,91	1,69	8,74
Finlandia	10,82	0,49	4,82	16,13	6,58	0,67	4,35	11,6
Francia	5,67	0,72	1,69	8,08	6,64	0,60	1,85	9,09
Germania	5,86	0,51	1,97	8,34	5,41	0,67	1,75	7,83
Grecia	10,63	0,74	0,87	12,24	5,30	0,58	0,72	6,60
Irlanda	5,47	1,22	1,03	7,72	5,81	1,40	1,08	8,29
Italia	8,41	0,69	0,91	10,01	6,54	1,17	0,52	8,23
Lettonia	9,16	0,71	2,23	12,10	7,04	0,93	1,85	9,82
Lituania	10,08	0,50	2,36	12,94	5,60	1,01	1,56	8,17
Lussemburgo	8,19	0,52	0,71	9,42	7,35	0,71	-0,18	7,88
Paesi Bassi	6,98	0,27	2,94	10,19	6,56	0,38	3,77	10,71
Polonia	7,44	0,60	0,12	8,16	7,37	0,75	1,96	10,08
Portogallo	6,86	0,29	1,77	8,92	5,77	0,39	1,42	7,58
Romania	9,00	0,61	1,87	11,48	4,48	0,55	1,01	6,04
Slovacchia	7,00	0,85	1,73	9,58	7,64	1,13	1,91	10,68
Slovenia	5,90	0,47	1,54	7,91	5,91	0,57	1,37	7,85
Spagna	7,84	0,37	2,13	10,34	4,35	0,23	0,41	4,99
Svezia	12,50	1,02	6,83	20,35	8,63	1,23	5,94	15,8
Ungheria	8,91	0,34	2,36	11,61	8,31	0,65	2,94	11,9
Unione europea^(A)	6,76	0,51	1,85	9,12	5,94	0,66	1,56	8,16
Area euro	6,50	0,50	1,95	8,95	5,85	0,66	1,50	8,01

(A) Per Cipro e Malta i dati non sono disponibili.

Fonte: Eurostat.

Nel 2023 sono risultati in diminuzione anche i prezzi netti, nonostante il rincaro della componente dei costi di rete. Questo perché l'incidenza di tale componente sul prezzo totale è molto inferiore a quella della componente energia, la cui diminuzione è stata di entità più elevata. Nel prezzo italiano, infatti, la componente dei costi di rete incide sul prezzo finale solo per il 14%, mentre la componente materia energia pesa sul prezzo finale quasi per l'80%; perciò il prezzo netto italiano ha registrato un calo del 15% rispetto al 2022. Nell'Area euro, invece, la riduzione del prezzo netto si è attestata al 7%, perché anche in questo caso la materia energia pesa sul prezzo finale per il 73%. Grazie alla maggiore riduzione del prezzo netto italiano rispetto a quello dell'Area euro, anche il differenziale verso l'Area euro in termini di prezzi netti è diminuito dal +30% del 2022 al +18% del 2023, recuperando cioè 12 punti percentuali.

FIG. 1.21 *Variazione dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nel 2023*



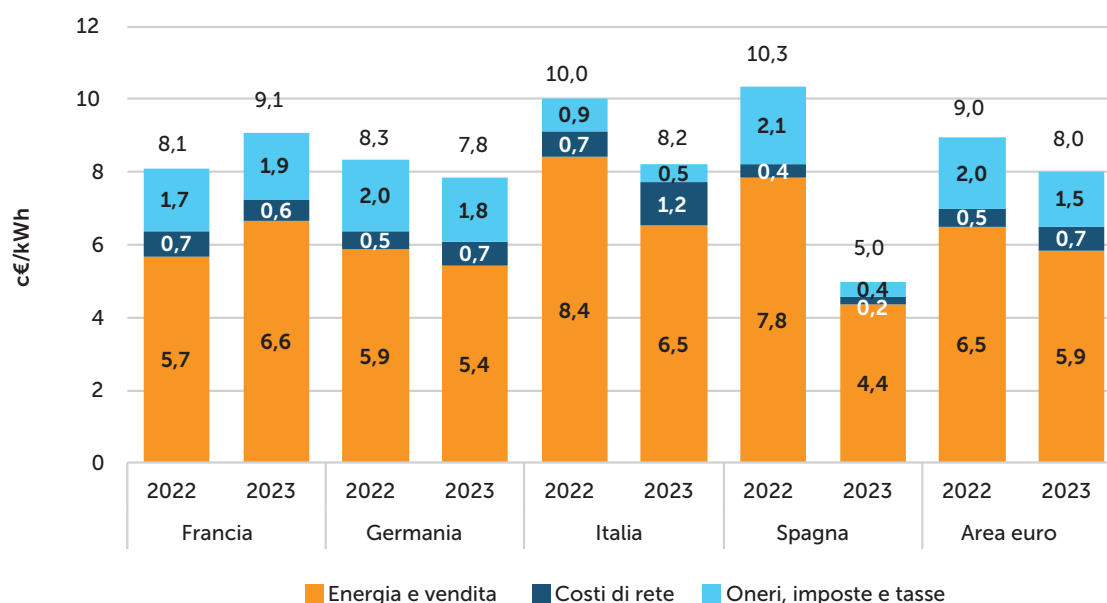
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Nel confronto con i principali paesi europei (Fig. 1.22) la posizione italiana si è modificata rispetto all'anno precedente, registrando un significativo miglioramento rispetto a Germania e Francia e un peggioramento nei confronti della Spagna. Nel 2022 il prezzo finale del gas italiano per i clienti non domestici era più alto del 24% rispetto a quello francese e del 20% rispetto a quello tedesco. Nel 2023 il prezzo italiano è divenuto inferiore a quello francese del 9% e più alto di quello tedesco solo del 5% (il differenziale si è ridotto di 15 punti percentuali). Tuttavia, rispetto alla Spagna il differenziale è notevolmente peggiorato: se nel 2022 i prezzi italiani risultavano inferiori a quelli spagnoli del 3%, nel 2023 il differenziale è superiore del 65%; gli italiani, infatti, pagano un prezzo quasi doppio rispetto a quello della Spagna (4,99 c€/kWh). Tale fenomeno è determinato, in particolare, dalla distanza sia sulla componente dei costi di rete, che in Spagna è pari a 0,23 c€/kWh generando un differenziale con l'Italia del +409%, sia sulla componente energia, che in Italia evidenzia un valore del 50% superiore a quella spagnola.

Tra i principali paesi europei il prezzo netto più elevato si è registrato in Italia (7,71 c€/kWh), un valore superiore del 6% rispetto a quello della Francia, del 27% rispetto alla Germania e del 68% rispetto alla Spagna. Dal confronto della componente oneri imposte e tasse con gli altri paesi europei, l'Italia evidenzia il valore più basso rispetto a Francia (-72%), Germania (-70%) e Area euro (-65%), ma non rispetto alla Spagna (+27%).

Come per i clienti domestici, anche per quelli non domestici i prezzi sono rilevati da Eurostat suddividendo i clienti per classi di ampiezza del consumo annuo. In questo caso le classi sono sei, e precisamente⁸: I1: consumi inferiori a 1.000 GJ; I2: consumi da 1.000 a 10.000 GJ; I3: consumi da 10.000 a 100.000 GJ; I4: consumi da 100.000 a 1.000.000 GJ; I5: consumo da 1.000.000 a 4.000.000 GJ; I6: consumi superiori a 4.000.000 GJ⁹. In Italia le due classi più importanti sono la I3 e la I4 che assorbono, rispettivamente, il 22,4% e il 27,4% delle vendite di gas a clienti non domestici. Le prime due classi incidono complessivamente per circa un terzo delle vendite, mentre nelle ultime due si concentra poco meno di un quinto delle vendite totali.

FIG. 1.22 Componenti dei prezzi totali del gas naturale per usi non domestici nei principali paesi europei



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

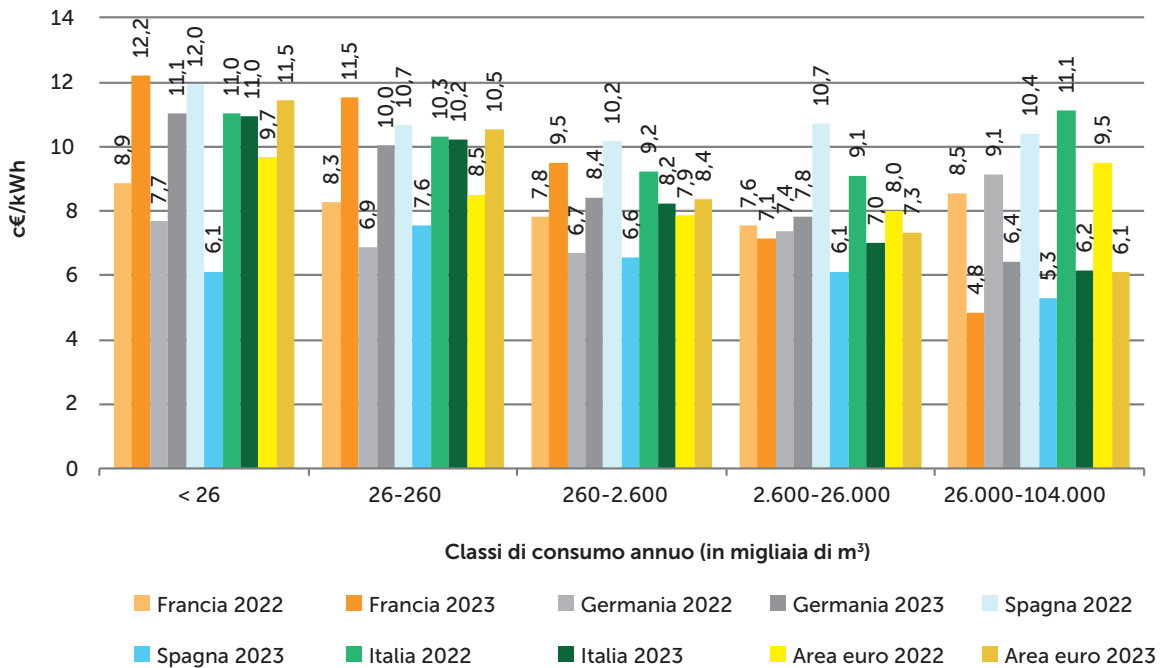
Nell'analisi dei prezzi per le varie classi di consumo, la posizione relativa dei principali paesi appare sostanzialmente la stessa descritta per i valori medi ponderati commentati sinora.

I prezzi italiani sono risultati in diminuzione rispetto al 2022 per tutte le classi e il calo dei prezzi risulta progressivo con l'aumento dell'ampiezza dei consumi (Fig. 1.23). Più in dettaglio, per i clienti delle prime due classi i prezzi sono scesi in misura molto contenuta (-1%), mentre nelle classi I3 e I4, dove si concentra maggiormente il consumo dei clienti industriali italiani, la riduzione del prezzo lordo è risultata pari, rispettivamente, a -10,7% e a -23,1%; i clienti della classe I5, infine, hanno beneficiato di un calo del 45% del prezzo totale. Nell'Area euro, invece, per le prime tre classi di consumo si è registrato un aumento di prezzo rispetto al 2022 (rispettivamente del 18% per la I1, del 24% per la I2 e del 6,3% per la I3), mentre il prezzo per le ultime due classi è risultato in calo come in Italia, ma in misura minore (-8,7% nella classe I4 e -36% nella I5).

⁸ Si riportano, per comodità, le soglie delle classi espresse in m³ e MWh:

- 1.000 GJ corrispondono a circa 26.000 m³ e a circa 278 MWh;
- 10.000 GJ corrispondono a circa 260.000 m³ e a circa 2.778 MWh;
- 100.000 GJ corrispondono a circa 2,6 M(m³) e a circa 27,8 GWh;
- 1.000.000 GJ corrispondono a circa 26 M(m³) e a circa 278 GWh;
- 4.000.000 GJ corrispondono a circa 104 M(m³) e a circa 1.111 GWh.

⁹ L'analisi non comprende quest'ultima classe perché per diversi paesi i dati non vengono pubblicati in quanto riservati.

FIG. 1.23 Prezzi totali del gas naturale per usi non domestici e per classe di consumo nei principali paesi europei

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

I confronti con i principali paesi europei dei prezzi suddivisi per classi di consumatori confermano l'analisi svolta sui prezzi medi ponderati, anche se, ovviamente, i differenziali non sono sempre omogenei. Il prezzo italiano relativo alla prima classe risulta più basso dei corrispondenti in Germania (-10,5%), in Francia (-8,4%) e nell'Area euro (-4,4%), ma del 79% più alto di quello della Spagna, che in tale classe registra un prezzo di 6,1 c€/kWh.

Nella seconda classe i clienti italiani hanno pagato un prezzo in varia misura superiore a quello di tutti i paesi considerati: il divario più piccolo appare nei confronti della Germania, dove il gas è risultato costare l'1,7% in meno che in Italia, mentre il divario più ampio emerge nei confronti della Spagna, dove il gas costa a questi clienti il 67% in meno.

Nelle classi I3, I4 e I5 i clienti italiani hanno pagato un prezzo inferiore solo rispetto a quelli tedeschi (rispettivamente -2,4%, -10,4% e -4,1%); rispetto alla Francia, il differenziale maggiore si verifica nella classe I3 (+7,6%), quello minore nella classe I4 (+2,1%). Rispetto alla Spagna, infine, i differenziali sono tutti positivi a svantaggio dei clienti non domestici italiani che pagano il prezzo più alto nella classe I5 (+106,6%).

Nel 2023 la componente energia in Italia ha evidenziato un valore superiore all'anno precedente solo per la prima classe di consumo (da 8,0 c€/kWh a 8,3 c€/kWh), mentre nelle classi alto consumanti il prezzo è risultato in netto calo: nella classe I4 il prezzo è sceso del 27%, nella I5 del 47% e nella I6 del 55%. *Trend* relativamente analoghi si possono osservare per l'Area euro. In Germania il prezzo della componente energia è rincarato per tutte le classi di consumo, tranne che per l'ultima; in Francia è cresciuto per le prime tre classi e diminuito per le ultime due. In Spagna è drasticamente diminuito per tutte le classi di consumo, da un minimo di -12,6% per la classe I2, a un massimo di -48,2% per la classe I1.

Andamento dell'economia e del clima nel 2023

L'economia italiana ha registrato, nel 2023, un aumento del PIL dello 0,9%, a fronte di una crescita media dell'Area euro dello 0,4% e, all'interno di quest'ultima, del dato negativo registrato dalla Germania, primo partner commerciale dell'Italia, pari a -0,3%.

L'andamento tutto sommato positivo dell'economia italiana, almeno confrontata al contesto europeo e in particolare a quello tedesco, è stato trainato anzitutto dagli Investimenti fissi lordi, in aumento del 4,7%. All'interno di questi, la componente Beni strumentali ha registrato un'accelerazione addirittura del 6,3% e, sempre all'interno degli Investimenti fissi lordi, quella delle costruzioni è salita del 3,1%.

I consumi nazionali sono aumentati complessivamente dell'1,2%; con un ritmo analogo sono salite le componenti Consumi delle famiglie e Spesa delle amministrazioni pubbliche.

Nei consumi privati, ha spiccato la crescita della domanda di servizi (+3,8%), mentre l'acquisto di beni è sceso dell'1,1%. I beni durevoli sono risultati in calo dell'1,7% e quelli semidurevoli hanno accusato una contrazione ancora maggiore (-5,4%), in quanto beni spesso d'acquisto "comprimibile", come ad esempio l'abbigliamento. In forte aumento, invece, la domanda di beni durevoli (+5,7%), sostenuta soprattutto dall'acquisto di auto, mentre sono risultati in calo mobili ed elettrodomestici.

Salgono anche le Esportazioni nette (Esportazioni-Importazioni), registrando un +0,3%. Ma riguardo alle sole esportazioni, l'andamento nel 2023 è stato sostanzialmente piatto (+0,2%) a causa di un contesto internazionale poco favorevole, con una UE (sbocco principale dei prodotti italiani) a crescita limitata, e una crescita USA che compensa solo in parte la ristagnante Europa. Anche la rivalutazione dell'Euro nei confronti del dollaro USA (+3% nel 2023) ha limitato l'export italiano fuori dall'Area euro. Nel 2023 in calo le importazioni dello 0,5%, a causa dei consumi interni non effervescenti.

Il tasso di disoccupazione è diminuito al 7,6% nel 2023, rispetto al dato dell'8,1% del 2022. Anche l'inflazione si è ridimensionata con prezzi al consumo scesi dall'8,1% al 5,7%. Di conseguenza l'indice del malessere di Okun (somma dei tassi di disoccupazione e inflazione) è diminuito da 16,2 nel 2022 a 13,3 nel 2023.

Le retribuzioni *pro capite* hanno continuato a salire, ma a ritmi più lenti: nel 2022 la crescita è stata del 3,5%; nel 2023 dell'1,9%.

L'andamento positivo dell'economia italiana e delle sue componenti si è verificato in un contesto internazionale non favorevole su tutti i fronti.

Il calo dei prezzi dell'energia (in particolare gas e petrolio) ha fornito un formidabile aiuto alla bilancia commerciale e alle bollette energetiche di imprese e famiglie. Le imprese hanno potuto diminuire i costi e aumentare la loro competitività, mentre le famiglie, con costi minori per l'energia, hanno avuto a disposizione una quota maggiore di reddito spendibile in altri beni e servizi.

Ma il contesto europeo non è stato altrettanto vantaggioso. Il proseguimento della guerra fra Russia e Ucraina, nonché le conseguenze politiche ed economiche della vicenda, hanno privato le aziende italiane delle opportu-

nità in precedenza offerte dalla domanda, sia russa che ucraina, di manufatti italiani d'alta gamma, soprattutto da parte dei ceti più abbienti di quei paesi. Senza contare il calo di fiducia su imprese e consumatori che provoca un pesante conflitto su territorio europeo, a tutte le economie europee.

La stessa dinamica è maturata, a partire dal quarto trimestre 2023, per il commercio in Medio Oriente, dove il conflitto fra Hamas e Israele sta limitando la propensione al consumo e alle importazioni, sia di Israele che dei Paesi arabi. Ciò anche a causa del pericolo di allargamento del conflitto ad altri paesi. Senza contare le difficoltà provocate sui flussi commerciali attraverso Suez, conseguenti alla guerra in atto. Tutto questo sta provocando incertezza e calo di fiducia di famiglie e imprese, non solo in Medio Oriente, ma anche in Europa.

Inoltre, il primo partner commerciale, ossia la Germania, e la confinante Austria, hanno registrato nel 2023 andamenti negativi del PIL, rispettivamente del -0,3% e -0,7%.

La politica monetaria restrittiva della Banca centrale europea, soprattutto sul fronte degli alti tassi di interesse, ha limitato e sta limitando sotto il livello potenziale consumi privati (specialmente di beni durevoli) e investimenti.

Il rientro a una politica monetaria normale appare più difficoltoso per l'Europa, piuttosto che per altri Paesi occidentali, in quanto il Vecchio Continente comincia a dipendere dall'estero per l'energia in modo crescente, non solo per petrolio e gas, ma anche per prodotti petroliferi finiti quali benzina e gasolio; con il conseguente rischio maggiore di inflazione importata.

Invero, nel 2023, l'embargo UE contro il settore Oil & Gas russo ha rallentato la tendenza alla chiusura degli impianti europei e italiani. Ma nel medio termine, se gli impianti di raffinazione italiani ed europei continueranno coi ritmi di chiusura degli anni passati, la dipendenza energetica di Italia ed Europa salirà ulteriormente, anche considerando una diffusione delle auto elettriche molto più lenta di quanto si prevedeva solo pochi anni fa.

Nel corso del 2023 si sono verificati in Italia numerosi eventi climatici, che hanno provocato danni quantificabili, in diversi settori del sistema economico nazionale.

Per l'Osservatorio città-clima, realizzato da Legambiente in collaborazione con Unipol, nel 2023 si sono registrate temperature record in 20 città italiane, contro un livello di 8 dell'anno 2022.

Complessivamente sono stati 378 gli eventi che hanno provocato impatti pesanti nei vari territori italiani, per un incremento del 22% sul 2022. Tali eventi, più o meno estremi, hanno causato la morte di 31 persone.

Le alluvioni in Romagna, e in particolare nelle province di Ravenna, Forlì-Cesena, Rimini e Bologna, hanno provocato 8,8 mld € di danni. In Toscana sono state interessate da alluvioni, in più periodi del 2023, le province di Firenze, Prato, Pistoia e Livorno; in questo caso i danni sono stati valutati in 4 mld €.

Secondo Coldiretti, gli eventi meteorologici sulla Penisola avrebbero provocato danni all'agricoltura italiana per oltre 6 mld €. Gli eventi meteo anomali e, in particolare, i periodi di siccità avrebbero compromesso gravemente le coltivazioni in campo, determinando il crollo dei raccolti nazionali o delle produzioni di prodotti al consumo da cui dipendono: la produzione di vino è scesa del 20%, quella di pesche del 30%, la produzione di pere è crollata del 63% e quella di miele del 50%.

Al fine di contrastare gli effetti negativi sulla produzione e sull'economia agricola derivanti dagli eventi climatici estremi, come siccità e alluvioni, Coldiretti ha proposto un sistema diffuso di invasi che sarebbe in grado di raccogliere le acque in eccesso nei periodi di abbondanza e redistribuirle nei momenti di bisogno. Laghi artificiali, invasi e casse di compensazione potrebbero sicuramente contribuire ad alleviare il problema della gestione delle risorse idriche, sebbene non trovino generale consenso.

Nel 2023, secondo sondaggi di mUp Research e Norstat, sono stati 5 milioni gli italiani che hanno subito danni all'abitazione privata a causa del maltempo o di calamità naturali. Potendo indicare più cause dannose, secondo gli intervistati quella principale è stata la grandine (49%), seguita dal vento (39,7%), dalle alluvioni (23,3%) e dagli allagamenti (18,1%).

Occorre considerare che almeno una parte di tali eventi si sarebbe verificata anche in condizioni normali, a prescindere dal concorso del cambiamento climatico.

Domanda e offerta di energia in Italia

Nonostante la crescita dell'economia italiana registrata nel 2023 (+0,9%), il consumo interno lordo di energia è sceso, rispetto all'anno precedente, del 4,4% a 141,5 Mtep, portando a un ulteriore forte calo dell'intensità energetica.

Il decremento maggiore è stato registrato, fra le varie fonti di energia, dal carbone, il cui consumo è sceso di oltre un terzo a 4,9 Mtep, ritornando sul *trend* di decremento, interrotto a causa della crisi del gas del 2022. Anche il gas naturale ha subito un calo, sebbene più contenuto, pari al 10,3%, fino a 50,3 Mtep.

Fra i combustibili fossili, la domanda di petrolio è risultata in controtendenza, superando anche la *performance* del PIL. La richiesta di prodotti petroliferi è salita infatti dell'1,5% nel 2023, toccando quota 52,3 Mtep. Da notare che tale dinamica, in parallelo al calo della domanda di gas naturale, ha riportato il petrolio al primo posto tra le fonti più consumate nell'economia energetica italiana. Secondo le prime stime, il maggiore contributo all'aumento dei consumi petroliferi sarebbe arrivato dalla benzina, dal GPL, dal bitume e dai lubrificanti (questi ultimi due prodotti non sono però compresi negli usi energetici).

Buona è risultata anche la crescita delle rinnovabili e dei bioliquidi, aumentati dell'1,1% a 28,5 Mtep, mentre il contributo dei rifiuti non rinnovabili è sceso dell'1,7% a 1,1 Mtep. Infine, è da segnalare l'importante balzo della domanda di energia elettrica, che è aumentata del 19,2% a 4,4 Mtep.

In relazione ai settori dell'economia italiana, l'industria ha registrato un consistente calo dei consumi finali di energia, pari al 6,4%, scendendo a 23 Mtep. I maggiori responsabili della *performance* negativa dell'industria sono stati i combustibili solidi, i cui consumi industriali sono scesi del 43,4%, e i prodotti petroliferi, che hanno registrato il -18,2%. Anche la domanda industriale di elettricità è diminuita del 4%. Continua dunque il processo di deindustrializzazione dell'economia italiana, fenomeno che si riflette ovviamente anche nella dimensione dei consumi energetici.

Il settore trasporti, complessivamente, ha aumentato la domanda di energia dello 0,5% a 36,9 Mtep, grazie all'incremento dei consumi petroliferi (+0,6%) ed elettrici (+5,6%). È sceso del 6,8% il consumo di gas del settore, mentre si è registrato un incremento del 2,2% della domanda di rinnovabili e bioliquidi, soprattutto per l'incremento dei con-

sumi di questi ultimi. Da segnalare che dal settore trasporti proviene solo il 2,2% dei consumi di elettricità, destinati in gran parte al settore ferroviario. Questo nonostante il fatto che a fine marzo 2024 i punti di ricarica pubblici per le auto elettriche abbiano raggiunto quota 54.164 unità e quelli privati siano stimati in oltre 400 mila unità.

Il calo dei consumi industriali è stato compensato solo in parte dalla crescita dei servizi del 5,2%, a quasi 17 Mtep. I servizi sono il comparto che più ha incrementato la domanda di petrolio e prodotti petroliferi, aumentandola del 13,7%; ancora maggiore l'aumento dei consumi settoriali di gas naturale, saliti del 18,3%, mentre il contributo dell'elettricità nel terziario è calato del 2%.

La domanda di energia del settore residenziale si è ridotta dell'8,1%, a 27,6 Mtep, con un calo generalizzato di tutte le forme di energia: quella di petrolio e prodotti petroliferi (in gran parte gasolio e GPL) è diminuita del 6,6%, quella di gas naturale si è ridotta del 12,9%; scendono anche i consumi elettrici del 3%.

TAV. 1.17 Bilancio energetico nazionale nel 2022 e nel 2023 (in ktep)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLICUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
2022								
+ Produzione	34.710	-	4.824	2.544	26.176	1.166	-	-
+ Saldo importazioni	152.251	7.828	78.258	59.453	2.637	-	-	4.075
- Saldo esportazioni	33.083	237	28.079	3.779	610	-	-	379
+ Variazione delle scorte	-3.346	-181	-1.007	-2.114	-45	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	150.531	7.411	53.996	56.104	28.158	1.166	-	3.696
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internaz.le	5.311	-	5.311	-	-	-	-	-
= Consumo interno	145.220	7.411	48.686	56.104	28.158	1.166	-	3.696
Ingressi in trasformazione	137.597	8.637	86.870	23.005	17.993	867	-	225
Uscite dalla trasformazione	113.984	1.653	84.279	185	1.396	-	2.054	24.416
Settore Energia	7.484	43	4.400	898	213	-	365	1.565
Perdite di distribuzione	2.105	-	0	264	-	-	195	1.647
Disponibile per consumo finale	112.018	383	41.695	32.122	11.348	299	1.494	24.677
Consumo finale non energetico	5.662	9	5.103	550	-	-	-	-
Consumo finale energetico	110.778	394	40.994	31.572	11.348	299	1.494	24.677
+ Industria	24.627	394	3.119	10.162	516	281	555	9.599
+ Trasporti	36.685	-	33.472	1.049	1.389	-	-	775
+ Servizi	16.138	-	515	5.006	2.195	17	238	8.166
+ Residenziale	30.043	-	1.677	14.974	7.148	-	686	5.558
+ Agricoltura e pesca	3.107	-	2.049	382	100	-	7	569
+ Altri settori	178	-	162	-	-	-	6	10
Differenze statistiche	-4.422	-20	-4.402	-0	-	-	-	-0
2023								
+ Produzione	35.980	-	5.776	2.234	26.823	1.146	-	-
+ Saldo importazioni	138.644	4.864	76.327	50.630	2.132	-	-	4.692
- Saldo esportazioni	31.220	184	28.074	2.145	531	-	-	285
+ Variazione delle scorte	444	179	589	-374	50	-	-	-
= Disponibilità energetica lorda	143.849	4.859	54.618	50.345	28.474	1.146	-	4.407
- Bunkeraggi marittimi e aviazione internazionale	5.513	-	5.513	-	-	-	-	-
= Consumo interno	138.336	4.859	49.105	50.345	28.474	1.146	-	4.407
Ingressi in trasformazione	122.502	6.165	78.165	18.745	18.388	849	-	189
Uscite dalla trasformazione	105.260	1.724	77.231	213	1.427	-	1.942	22.723
Settore Energia	6.264	53	3.205	943	210	-	386	1.467
Perdite di distribuzione	1.934	-	-	230	-	-	188	1.515
Disponibile per consumo finale	112.896	365	44.966	30.639	11.302	297	1.367	23.959
Consumo finale non energetico	5.012	6	4.372	635	-	-	-	-
Consumo finale energetico	107.554	223	40.400	30.005	11.302	297	1.367	23.959
+ Industria	23.041	223	2.550	9.696	526	281	553	9.212

(segue)

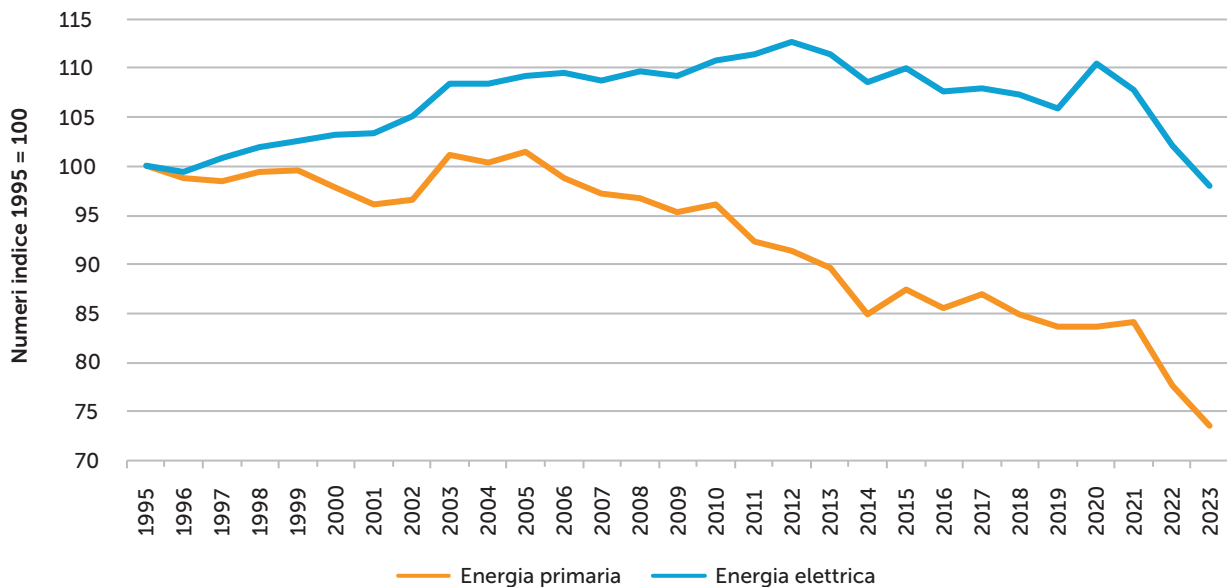
DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	TOTALE	COMBUSTIBILI SOLIDI	PETROLIO E DERIVATI	GAS NATURALE	RINNOVABILI E BIOLIQUIDI	RIFIUTI NON RINNOVABILI	CALORE DERIVATO	ENERGIA ELETTRICA
+ Trasporti	36.884	-	33.669	978	1.420	-	-	818
+ Servizi	16.977	-	586	5.923	2.240	16	207	8.006
+ Residenziale	27.609	-	1.566	13.039	7.019	-	596	5.390
+ Agricoltura e pesca	2.971	-	1.974	369	97	-	7	525
+ Altri settori	71	-	57	-	-	-	5	9
Differenze statistiche	330	136	194	-	-	-	-	-

Fonte: ARERA, elaborazione su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

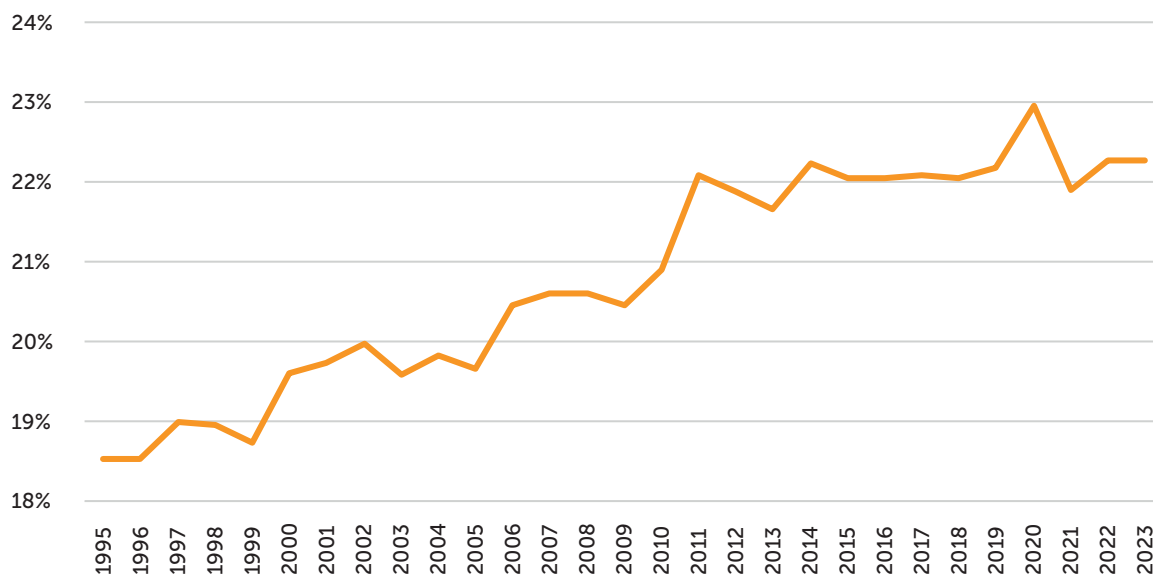
In calo, infine, anche i consumi dell'agricoltura che scendono del 4,5%, a 2,8 Mtep, e in particolare quelli dei prodotti petroliferi, che scendono del 3,9%, e del gas, diminuiti del 3%. In deciso calo (-7,8%) anche i consumi elettrici agricoli.

Secondo le prime stime, l'intensità energetica del PIL sarebbe calata ulteriormente nel 2023, così come l'intensità elettrica. Il numero indice con base 1995=100 mostra che l'intensità energetica è scesa da 77,6 nel 2022 a 73,6 nel 2023. L'intensità elettrica è anch'essa diminuita, nei due anni considerati, da 102,1 a 98,3. Il peso dell'energia elettrica sui consumi energetici finali è rimasto fermo al 22,3%. Si tratta di flessioni di rara intensità a minimi storici che, se da un lato costituiscono il segnale di un maggiore grado di efficienza energetica, dall'altro lato possono essere indicativi di un arretramento dell'industria, in particolare di quella ad alto consumo energetico, ovvero di un indebolimento delle potenzialità economiche del paese.

FIG. 1.24 Intensità energetica del PIL dal 1995



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, Ministero dell'ambiente e sicurezza energetica, Terna.

FIG. 1.25 Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Ministero dell'ambiente e sicurezza energetica.

Sistemi idrici in Europa

Condizioni di scarsità idrica in Europa e nel mondo

Nonostante nell'Unione europea il prelievo di acqua sia diminuito del 15% nell'ultimo ventennio, le condizioni di scarsità idrica non sono migliorate. Uno studio del *Joint Research Center* della Commissione europea del 2023¹⁰ ne delinea i principali fattori:

- la domanda e il consumo di acqua, dipendenti in gran parte dall'evoluzione demografica e dal tipo di attività socio-economiche di un singolo paese;
- le condizioni climatiche, che influiscono sulla disponibilità di acqua;
- le caratteristiche paesaggistiche e geologiche dei bacini.

Il *Water Exploitation Index plus* (WEI+) quantifica, per un assegnato intervallo temporale e un determinato territorio, il livello di stress idrico come rapporto tra il consumo di acqua, ossia i prelievi al netto delle restituzioni, e la disponibilità naturale di risorsa idrica rinnovabile. Valori WEI+ superiori al 20% indicano che le risorse idriche sono sotto stress e quindi prevalgono condizioni di scarsità idrica; valori superiori al 40% indicano che lo stress è grave e l'uso di acqua dolce non è sostenibile.

In generale, la scarsità idrica è più comune nell'Europa meridionale, dove circa il 30% della popolazione vive in aree con stress idrico permanente e fino al 70% della popolazione vive in aree con stress idrico stagionale durante l'estate. I prelievi idrici per l'agricoltura, l'approvvigionamento idrico pubblico e il turismo rappresentano

¹⁰ *European Drought Risk Atlas*, JRC, 2023, in publications.jrc.ec.europa.eu.

le pressioni più significative sui prelievi di acqua dolce. La scarsità idrica coinvolge i bacini fluviali di tutta l'UE, in particolare nell'Europa occidentale dove, nell'ultimo decennio, anche gli eventi di siccità sono diventati più frequenti e gravi.

Lo *European Drought Risk Atlas* della Commissione europea è stato realizzato nel 2023 per comprendere, stimare e mappare meglio i rischi di siccità nell'UE. In particolare, si è tentato di capire come il rischio di siccità e i fattori di esposizione e vulnerabilità interagiscano e influenzino i diversi sistemi e, nello specifico: l'agricoltura, l'approvvigionamento idrico pubblico, l'energia, i trasporti fluviali e gli ecosistemi terrestri e d'acqua dolce. L'impatto stimato della siccità sull'agricoltura nelle attuali condizioni climatiche consiste in riduzioni medie annue dei terreni agricoli fino al 10% inferiori rispetto a quelle previste, soprattutto nell'area del Mediterraneo e in Romania. Per quanto riguarda l'approvvigionamento idrico pubblico, gli impatti della siccità riguardano non solo la quantità ma anche la qualità di acqua dolce disponibile. Il deterioramento della qualità dell'acqua deriva da una maggiore concentrazione di inquinanti dovuta a livelli inferiori di acque dolci disponibili. Per quanto riguarda il sistema energetico, la siccità ha un impatto rilevante su centrali idroelettriche e nucleari attualmente attive, in termini di riduzione di energia prodotta. Le perdite medie annue dovute alla siccità nella produzione primaria netta sia per gli ecosistemi forestali, sia per quelli di acqua dolce, raggiungono il 4%, in particolare nel Nord e nell'Est dell'Europa. Le proiezioni degli impatti della siccità nell'ambito dei cambiamenti climatici seguono il gradiente da Sud (più secco, maggiori impatti) a Nord-Est (più umido, minori impatti), visibile con l'aumento del riscaldamento globale. Per le foreste, tuttavia, la riduzione del rischio è evidente solo nell'estremo Nord, mentre si prevede un rischio maggiore nell'Europa centrale e meridionale, in particolare nella zona del Mediterraneo.

Il fenomeno della scarsità idrica affligge numerose altre aree del mondo, come riportato di recente anche dalla Banca mondiale. A livello globale, il 60% dell'esaurimento delle acque sotterranee colpisce le falde acquifere alluvionali, spesso condivise da più paesi transfrontalieri. Ad esempio, in Medio Oriente e in Asia meridionale, fino al 92% delle falde acquifere mostravano segni di esaurimento nel 2023.

In parziale risposta a tale fenomeno, sebbene per volumi molto ridotti di fornitura di acqua potabile, l'Unione europea si è dotata fin dal 2020 del Regolamento sulle prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua per usi irrigui, un atto legislativo finalizzato a rendere sicuro, trasparente e accessibile agli agricoltori l'uso delle acque reflue trattate. Nell'UE, ogni anno, oltre 40.000 milioni di metri cubi di acque reflue vengono sottoposte a processi di trattamento, ma solo il 2,4% di queste è sottoposto a un ulteriore processo di trattamento finalizzato al riutilizzo. Il regolamento sul riutilizzo dell'acqua è applicabile in tutta l'UE dal 26 giugno 2023 e stabilisce:

- requisiti minimi di qualità dell'acqua nell'Unione europea per il riutilizzo sicuro delle acque reflue urbane trattate per usi irrigui nell'agricoltura;
- prescrizioni minime armonizzate in materia di monitoraggio, in particolare la frequenza del monitoraggio per ciascun parametro di qualità dell'acqua, e prescrizioni in materia di convalida dei dati raccolti;
- disposizioni in materia di gestione dei rischi per la salute umana e per l'ambiente;
- requisiti di autorizzazione per la produzione e la fornitura delle acque riutilizzate;
- requisiti di trasparenza delle informazioni base di qualsiasi progetto di riutilizzo dell'acqua, con obbligo di renderle pubbliche.

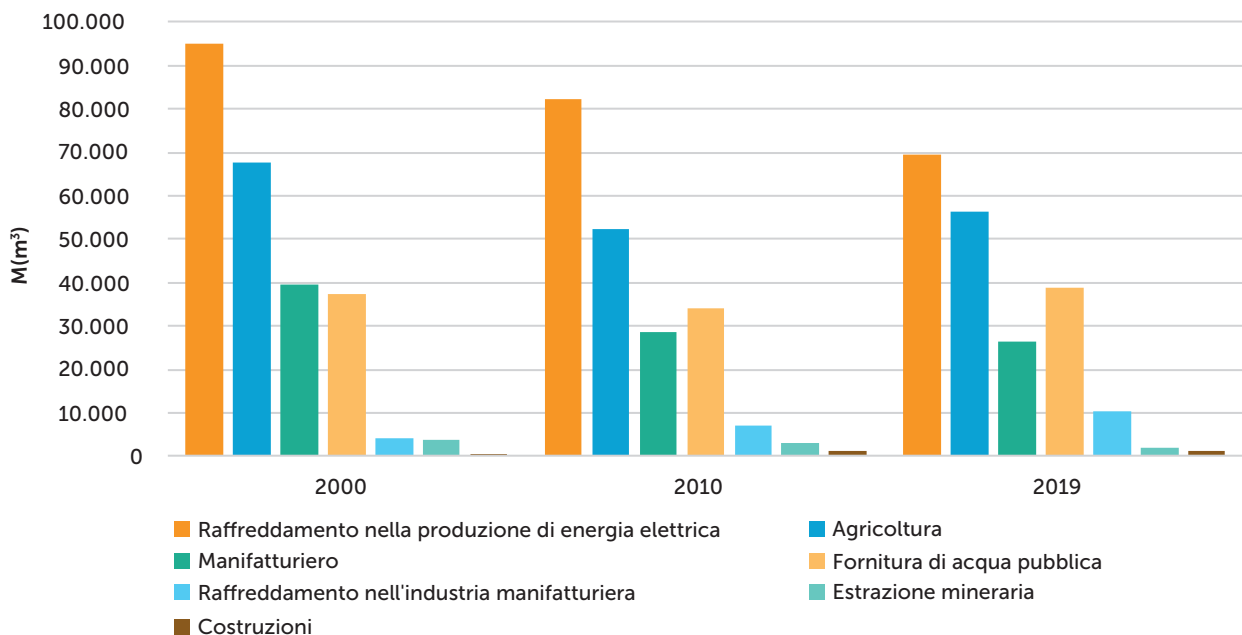
Prelievi idrici in Europa

La direttiva quadro dell'UE sulle acque (WFD)¹¹ definisce un quadro per la protezione delle acque interne superficiali, delle acque di transizione, delle acque costiere e delle acque sotterranee. Mira a prevenirne e ridurre l'inquinamento, promuoverne un utilizzo sostenibile, proteggere e migliorare l'ambiente acquatico nonché mitigare gli effetti delle inondazioni e della siccità. L'obiettivo principale è quello di far sì che tutte le acque raggiungano un buono stato ecologico. Gli Stati membri sono pertanto tenuti a elaborare i piani di gestione dei bacini idrografici in base ai bacini idrografici naturali, nonché programmi specifici contenenti misure volte a conseguire detti obiettivi.

Nel 2019 è stata condotta una valutazione della direttiva quadro sulle acque, nell'ambito della quale è stato stabilito che la direttiva è sostanzialmente adatta allo scopo, ma che la sua attuazione deve essere accelerata. Di conseguenza, nel giugno 2020 la Commissione europea ha annunciato che la direttiva non sarebbe stata modificata e che si sarebbe invece posto l'accento sull'attuazione e sull'applicazione della direttiva vigente¹².

La direttiva quadro sulle acque è integrata da direttive più mirate, quali quella sulle acque sotterranee, sull'acqua potabile, sulle acque di balneazione, sui nitrati, sul trattamento delle acque reflue urbane, sugli standard di qualità ambientale e sulle alluvioni.

FIG. 1.26 *Prelievi idrici per settore economico nei 27 Paesi UE, anni 2000, 2010 e 2019 a confronto*



Fonte: Agenzia europea dell'ambiente.

Prendendo come punto di partenza la direttiva quadro appena citata, nel giugno 2022 la *European Environment Agency* descrive lo stato dei prelievi idrici in Europa¹³. La domanda di acqua dolce nei 27 Stati membri dell'UE

¹¹ Direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 ottobre 2000, in eur-lex.europa.eu.

¹² Note tematiche sull'Unione europea, *Protezione e gestione delle risorse idriche*, in europarl.europa.eu.

¹³ Agenzia europea dell'ambiente, *Estrazione dell'acqua per fonte e settore economico in Europa*, 1° giugno 2022, in eea.europa.eu.

è soddisfatta in gran parte mediante l'estrazione dalle acque superficiali (fiumi, bacini artificiali e laghi) e dalle acque sotterranee. Tra il 2000 e il 2019, il prelievo totale di acqua ogni anno nell'UE-27 è diminuito del 15%, da circa 215.000 milioni di m³ nel 2000 a 202.000 milioni di m³ nel 2019. I contributi relativi delle acque superficiali e sotterranee sul volume totale dell'acqua estratta sono cambiati in questo stesso periodo: nel 2000, l'81% dei prelievi idrici proveniva da acque superficiali e il 19% da acque sotterranee, mentre, nel 2019, le acque superficiali rappresentavano solo il 77% dei prelievi idrici totali e le acque sotterranee il 23%.

Tuttavia, mentre in alcuni settori i prelievi idrici sono diminuiti (per esempio, raffreddamento nella produzione di energia elettrica: -27%), in altri sono aumentati (per esempio, i prelievi per l'approvvigionamento idrico pubblico e i prelievi nel settore manifatturiero). Nel 2019, il raffreddamento nella produzione di elettricità generava la quota maggiore del totale dei prelievi idrici (32%), seguito dal prelievo per l'agricoltura (28%), dall'approvvigionamento idrico pubblico (20%), dal settore manifatturiero (13%) e dal raffreddamento nel settore manifatturiero (5%), mentre l'estrazione mineraria e l'edilizia rappresentavano ciascuna solo l'1% dell'estrazione totale.

Impatto della crisi energetica sul prezzo dei servizi idrici

L'importante aumento dei prezzi dell'energia, che ha coinvolto l'Europa negli ultimi anni, ha avuto conseguenze significative anche per il settore idrico. I costi energetici rappresentano infatti una parte notevole dei costi delle società di approvvigionamento idrico. Le società idriche che tradizionalmente acquistano energia sul mercato *spot* o a termine hanno registrato un forte aumento dei costi energetici, moltiplicando le loro spese di elettricità.

Il rapporto di WAREG "*Impacts of the energy crisis on the price of water services*"¹⁴ analizza l'impatto della crisi energetica sul settore dei servizi idrici e delle acque reflue ed esamina le misure intraprese dai membri WAREG per affrontare la crisi. I risultati del rapporto si basano sui dati forniti da 18 regolatori membri dell'associazione, attraverso un questionario strutturato e interviste con i rappresentanti degli stessi regolatori. L'obiettivo principale del rapporto consiste nel comprendere fino a che punto la *governance* normativa e il quadro tariffario dei membri WAREG siano stati adatti ad affrontare la crisi energetica.

Sul fronte della *governance* normativa, risulta che la maggior parte dei regolatori membri di WAREG sono stati in grado di adeguare i ricavi dei servizi idrici regolamentati e approvare le tariffe necessarie per recuperare i costi emersi dalla crisi. Nella maggior parte dei casi, il quadro tariffario prevede aggiustamenti annuali automatici per recuperare le differenze tra i costi di trasferimento previsti ed effettivi e per indicizzare i costi all'inflazione. Nel caso in cui gli aggiustamenti periodici non siano sufficienti a cogliere gli effetti che si verificano a seguito di un evento straordinario – come la crisi energetica – possono avere luogo revisioni tariffarie straordinarie. Ciò consente una risposta politica rapida poiché, in quasi la metà dei casi, le tariffe risultanti dalle revisioni straordinarie entrano in vigore entro un periodo di 3 mesi. Solo in 5 dei 18 paesi intervistati sono state apportate revisioni tariffarie a causa della crisi energetica. Nella maggior parte dei casi in cui non sono state effettuate revisioni, i costi di fornitura energetica erano stati fissati in contratti bilaterali a lungo termine prima dell'effetto della crisi e tali contratti erano ancora in vigore nel 2022. In altri casi, i costi di fornitura energetica sono coperti da tariffe elettriche regolamentate simili a quelle dei clienti domestici o delle piccole imprese e, quindi, i servizi di pubblica utilità sono protetti dalla volatilità del mercato elettrico all'ingrosso. In alcune giurisdizioni, i costi energetici

¹⁴ WAREG, *Impacts of the energy crisis on the price of water services*, 6 aprile 2023, in wareg.org.

pagati dai servizi idrici sono aumentati prima che le corrispondenti revisioni tariffarie abbiano avuto luogo. Nelle giurisdizioni in cui i costi di fornitura energetica sono legati al mercato *spot*, i regolatori hanno ricevuto un numero elevato di richieste di revisione straordinaria. Sono state pertanto necessarie revisioni tariffarie automatizzate e semplificate per gestire l'elevato numero di richieste tariffarie in modo rapido, risparmiando tempo e risorse sia per l'ente regolatore che per la società di servizi pubblici.

I regolatori stanno prendendo in considerazione la nuova proposta di direttiva UE sul trattamento delle acque reflue urbane, che imporrà l'obiettivo della neutralità energetica nel settore del trattamento delle acque reflue entro il 2040. Questo requisito rappresenta un'opportunità per raccogliere alcuni frutti nel campo della produzione propria di elettricità, in particolare per la produzione di biogas da fanghi e solare fotovoltaico.

Una sezione del rapporto WAREG fornisce una panoramica dell'utilizzo degli indicatori di prestazione (KPI) allo scopo di monitorare la fornitura dei servizi idrici o per scopi di regolamentazione economica. I KPI sono utilizzati più frequentemente dalle autorità di regolamentazione a fini di monitoraggio, piuttosto che per stabilire incentivi finanziari (Tav. 1.18).

TAV. 1.18 Numero di regolatori che utilizzano gli indicatori KPI per scopi specifici

KPI UTILIZZATI PER SCOPI DI MONITORAGGIO	INDICATORE DI PERFORMANCE (KPI)	KPI UTILIZZATI PER INCENTIVI, PREMI O REGOLAZIONE TARIFFARIA
10	Consumo di energia elettrica per la produzione di acqua (kWh/m ³ di acqua prodotta)	6
6	Consumo di energia elettrica per la distribuzione idrica (kWh/m ³ di acqua fatturata)	3
8	Consumo di energia elettrica per la raccolta delle acque reflue (kWh/m ³ di acque reflue raccolte o kWh/Popolazione equivalente di acque reflue raccolte)	5
10	Consumo di energia elettrica per il trattamento delle acque reflue (kWh/m ³ di acque reflue trattate o kWh/popolazione equivalente di acque reflue trattate)	5
5	Consumo totale di elettricità per la gestione delle acque e delle acque reflue (MWh/anno)	2
6	Consumo totale di elettricità per la gestione delle acque e delle acque reflue (kWh/m ³)	3
6	Quantità o quota di autoproduzione di elettricità (in loco o all'esterno)	1
3	Quota di energia rinnovabile su consumo di energia totale	0
1	Fabbisogno totale di energia primaria (GWh)	0
1	Efficienza energetica degli impianti di pompaggio (kWh/m ^{3*100m}) (acqua e acque reflue)	0

Fonte: WAREG, *Impacts of the energy crisis on the price of water services*, rapporto 2023.

Gli indicatori più utilizzati sono l'utilizzo di elettricità per la produzione dell'acqua e l'elettricità utilizzata per il trattamento delle acque reflue. Meno utilizzato è l'indicatore sulla quota di energia rinnovabile. Si prevede che quest'ultimo otterrà maggiore attenzione in seguito all'attuazione della proposta di direttiva sul trattamento delle acque reflue urbane, che prescrive la neutralità energetica entro il 2040. La stessa direttiva imporrà inoltre agli operatori del settore delle acque reflue di pubblicare KPI relativi alle proprie prestazioni: "Per migliorare la gover-

nance del settore, gli operatori del settore delle acque reflue saranno tenuti a monitorare e rendere trasparenti i principali indicatori di prestazione¹⁵.

Al punto 32 della proposta di direttiva viene esplicitato che: "quello della raccolta e del trattamento delle acque reflue urbane è un settore specifico che opera come mercato vincolato, nel quale i cittadini e le piccole imprese sono collegati alla rete fognaria senza poter scegliere il proprio gestore. È dunque importante assicurare l'accesso del pubblico agli indicatori fondamentali di prestazione dei gestori, quali il livello di trattamento conseguito, i costi del trattamento, l'energia consumata e generata, le relative emissioni di gas a effetto serra e l'impronta di carbonio. Per sensibilizzare il pubblico circa le implicazioni del trattamento delle acque reflue urbane, è opportuno fornire in modo facilmente accessibile, ad esempio in fattura, le informazioni chiave sui costi annuali di raccolta e trattamento per famiglia; altre informazioni dettagliate dovrebbero essere accessibili online, sul sito web del gestore o dell'Autorità competente".

Il ruolo dei regolatori nel raccogliere e convalidare le informazioni in modo comparabile è già importante a livello nazionale, ma i requisiti di cui sopra aumenteranno ulteriormente l'importanza di disporre di informazioni attendibili a livello UE per ciascun paese, con KPI comparabili.

Sviluppo sostenibile e accesso universale ai servizi di acqua potabile

Nel 2015, l'Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU) ha adottato l'Agenda per lo sviluppo sostenibile, contenente 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (*Sustainable Development Goals* – SDGs) che gli Stati membri si sono impegnati a realizzare entro il 2030¹⁶. L'Unione europea ha monitorato lo sviluppo dell'Agenda 2030 sin dalla sua adozione, evidenziando i progressi nella maggior parte degli obiettivi. Tra gli obiettivi dichiarati figura quello di "garantire la disponibilità e la gestione sostenibile dell'acqua e dei servizi igienico-sanitari per tutti" (SDG 6), che mira tanto ad assicurare l'accesso universale ai servizi di acqua potabile e sanitari in condizioni di sicurezza e di accessibilità economica, quanto a incoraggiare prelievi sostenibili e gli usi efficienti delle risorse idriche. In particolare, l'UE monitora i seguenti indicatori:

- persone che vivono in famiglie prive di servizi igienici di base (Tav. 1.19). Questo indicatore riflette la percentuale della popolazione totale che non ha né una vasca da bagno, né una doccia, né un gabinetto interno con scarico nella propria famiglia. Secondo questo indicatore, una vasca da bagno, una doccia e una toilette interna con scarico si considerano servizi sanitari di base di una famiglia. La loro disponibilità è essenziale come mezzo di sussistenza e benessere delle persone. La loro accessibilità, in particolare all'interno del proprio nucleo familiare, contribuisce a promuovere un ambiente sano e riduce i rischi per la salute umana;
- popolazione collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue (Tav. 1.20). I sistemi di trattamento delle acque reflue con almeno trattamento secondario comportano un trattamento biologico o altro processo in grado di rimuovere il materiale organico e di ridurre la domanda biochimica di ossigeno (BOD) di almeno il 70% e la domanda chimica di ossigeno (COD) di almeno il 75%.

¹⁵ Proposta di direttiva concernente il trattamento delle acque reflue urbane COM(2022)541 del 26 ottobre 2022.

¹⁶ A gennaio 2015, l'Assemblea Generale ONU ha avviato un processo di negoziazione sull'agenda culminato nell'adozione dell'Agenda 2030 per lo sviluppo sostenibile, incentrata su 17 obiettivi di sviluppo sostenibile, in occasione del vertice delle Nazioni Unite sullo sviluppo sostenibile a settembre 2015.

TAV. 1.19 *Popolazione dei 27 Paesi UE che non ha né una vasca da bagno, né una doccia, né servizi igienici interni con scarico nella propria famiglia in base allo stato di povertà (in %)*

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2,9	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,1	2,0	1,8	1,6	1,5

Fonte: Eurostat.

TAV. 1.20 *Popolazione dei 27 Paesi UE collegata almeno al trattamento secondario delle acque reflue*

ANNO	POPOLAZIONE (%)	ANNO	POPOLAZIONE (%)
2000	68,17	2011	77,12
2001	68,79	2012	77,51
2002	69,85	2013	77,74
2003	70,90	2014	78,01
2004	70,82	2015	78,84
2005	72,99	2016	79,53
2006	72,64	2017	79,99
2007	73,32	2018	80,36
2008	74,15	2019	80,55
2009	75,24	2020	80,72
2010	76,23	2021	80,87

Fonte: Eurostat.

La salute umana e dell'ambiente dipende anche da altri fattori, e in particolare dalla qualità del trattamento delle acque reflue urbane, contaminate da una varietà di sostanze inquinanti. La percentuale di abitazioni non collegate a una rete di raccolta delle acque reflue urbane in UE è un dato non trascurabile nella lotta all'inquinamento.

In Europa persiste il problema della scarsità di acqua dolce, che può essere resa potabile mediante adeguati processi di trattamento. In particolare, le acque sotterranee immagazzinano quasi un terzo delle risorse totali mondiali di acqua dolce e, nell'UE, forniscono il 65% dell'acqua potabile e il 25% dell'acqua per l'irrigazione agricola. Anche le risorse idriche sotterranee sono sottoposte a una crescente pressione a causa dell'estrazione di acqua e dei cambiamenti climatici, come evidenziato dall'Agenzia europea per l'ambiente in un recente rapporto¹⁷, del quale si riassumono di seguito alcune constatazioni:

- in base ai secondi piani di gestione dei bacini idrografici degli Stati membri (2016), nell'UE-27 il 24% dell'area totale del corpo idrico sotterraneo è in cattivo stato chimico e il 9% in cattivo stato quantitativo;
- il 29% dell'area totale del corpo idrico sotterraneo non ha una capacità sufficiente per soddisfare le esigenze degli ecosistemi e delle persone, a causa del deterioramento della qualità o della quantità delle acque sotterranee;
- le acque sotterranee sono sottoposte a una pressione diffusa a causa dell'inquinamento e dell'estrazione. È probabile che le pressioni aumentino a causa della crescita della popolazione e dell'aumento della domanda di acqua in un clima che cambia.

17 EEA, *Europe's groundwater – a key resource under pressure*, 2023.

Il fenomeno della scarsità idrica affligge numerose altre aree del mondo, come riportato di recente anche dalla Banca mondiale¹⁸. A livello globale, il 60% dell'esaurimento delle acque sotterranee colpisce le falde acquifere alluvionali spesso condivise da più paesi transfrontalieri. Ad esempio, in Medio Oriente e in Asia meridionale, fino al 92% delle falde acquifere mostrava segni di esaurimento nel 2023.

In parziale risposta a tale fenomeno, sebbene per volumi molto ridotti di fornitura di acqua potabile, l'Unione europea si è dotata fin dal 2020 del Regolamento sulle prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua per usi irrigui¹⁹, un atto legislativo finalizzato a rendere sicuro, trasparente e accessibile agli agricoltori l'uso delle acque reflue trattate. Nell'UE, ogni anno oltre 40.000 milioni di metri cubi di acque reflue vengono sottoposte a processi di trattamento, ma solo il 2,4% è sottoposto a un ulteriore processo di trattamento finalizzato al riutilizzo²⁰. Il regolamento sul riutilizzo dell'acqua è applicabile in tutta l'UE dal 26 giugno 2023 e stabilisce:

- requisiti minimi di qualità dell'acqua nell'Unione europea per il riutilizzo sicuro delle acque reflue urbane trattate per usi irrigui nell'agricoltura;
- prescrizioni minime armonizzate in materia di monitoraggio, in particolare la frequenza del monitoraggio per ciascun parametro di qualità dell'acqua, e prescrizioni in materia di convalida dei dati raccolti;
- disposizioni in materia di gestione dei rischi per la salute umana e per l'ambiente;
- requisiti di autorizzazione per la produzione e la fornitura delle acque riutilizzate;
- requisiti di trasparenza delle informazioni base di qualsiasi progetto di riutilizzo dell'acqua, con obbligo di renderle pubbliche.

Rifiuti urbani e assimilati in Europa

Un nuovo quadro di monitoraggio per il settore europeo dei rifiuti urbani

In parallelo con l'intenso dibattito legislativo che ha portato all'attenzione la revisione della legislazione sui rifiuti urbani attraverso l'adozione di un nuovo regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio, nonché attraverso la progressiva estensione dei flussi di rifiuti soggetti a obblighi di raccolta differenziata e riciclo, nel corso del 2023 il quadro comunitario per i rifiuti urbani ha registrato importanti sviluppi sul terreno dell'aggiornamento e dell'arricchimento dell'insieme di informazioni, osservazioni e analisi a sostegno dell'esame sistematico dell'evoluzione dell'economia circolare.

Attraverso la comunicazione del 15 maggio 2023 (COM/2023/306), di aggiornamento del "Quadro di monitoraggio dell'economia circolare", la Commissione ne ha idealmente completato il contesto, almeno sotto l'aspetto definitorio, avviato a inizio mandato con la presentazione del *Green Deal* e finalizzato a coordinare, se non ad assoggettare, numerosi campi d'azione politica e amministrativa al perseguimento del complessivo obiettivo "di neutralità climatica". Con l'aggiornamento del "Quadro" di cui alla comunicazione COM/2023/306, la Commissione ha istituito un sistema di monitoraggio continuo dei parametri notevoli relativi alla gestione dei rifiuti (anche se non esclusivamente urbani) che contribuiscono al perseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambien-

¹⁸ *The Hidden Wealth of Nations: Groundwater in Times of Climate Change*, World Bank, 2023.

¹⁹ Regolamento (UE) n. 741/2020.

²⁰ Fonte: WISE, 2023.

le, in parte basandosi su rilevazioni già raccolte da Eurostat nell'ambito del consolidato ambiente di osservazione statistica dei rifiuti, in parte promuovendo nuove osservazioni in merito all'attitudine delle attività economiche a recepire materie prime provenienti da riciclo e riuso. Il "Quadro di monitoraggio" si basa sulla rilevazione di 11 indicatori suddivisi in cinque aree (produzione e consumo; gestione dei rifiuti; materie prime secondarie; competitività e innovazione; sostenibilità globale e resilienza), indagate per valutare e calcolare nel tempo i benefici dell'economia circolare.

Gli indicatori relativi al ciclo dei rifiuti non compaiono necessariamente nell'area direttamente intitolata ai rifiuti stessi: se nel capitolo "Rifiuti" si ritrovano gli indicatori relativi ai tassi di riciclo complessivi e specifici per flussi di rifiuti (imballaggi totali, imballaggi in plastica e rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche), all'area "Produzione e consumi" fanno capo le rilevazioni sulla produzione di rifiuti (tra queste, oltre alle tradizionali statistiche sulla produzione totale e *pro capite*, compaiono la produzione di rifiuti da imballaggi e la novità della produzione di rifiuti alimentari, oggetto di una modifica in corso della Direttiva Quadro Rifiuti), mentre nell'area "Competitività" si rinvencono gli indicatori relativi agli investimenti privati e alla registrazione di brevetti in settori legati all'economia circolare. Infine, non meno importanti per completare il quadro informativo sulla relazione tra rifiuti ed economia, gli indicatori "indiretti" del ruolo dei rifiuti nella circolarità che descrivono, nell'area "Materie prime secondarie", il contributo dei materiali recuperati al ciclo economico e gli scambi intra ed extraeuropei di materiali riciclabili.

Il Quadro di monitoraggio, che esprime un progetto d'integrazione delle evidenze statistiche sugli sviluppi della gestione dei rifiuti in Europa in una più ampia prospettiva di politica economica, al di là dell'obiettivo dichiarato di misurare nel tempo il potenziale e i benefici della circolarità nell'economia, sottende un duplice scopo: da un lato, esso offre un rafforzamento dello strumentario informativo a disposizione dei decisori; dall'altro introduce, in qualche misura, elementi di "pressione normativa" sulle attività economiche collegate ai rifiuti, con particolare riferimento al comparto dei rifiuti urbani, di recente già sottoposto alle note riforme legislative che ne richiedono una profonda riorganizzazione in risposta all'ambizione degli obiettivi di sostenibilità.

Non a caso, i processi di revisione citati in apertura prendono le mosse, nelle proposte legislative della Commissione, da una rafforzata analisi dell'evidenza statistica, con particolare riferimento ai fenomeni di differenziazione delle "performance" ambientali tra Stati membri, che porta l'esecutivo comunitario a rilevare la necessità di rafforzare gli strumenti esistenti e di attivarne di nuovi a fronte di un asserito rallentamento dello sviluppo dell'economia circolare.

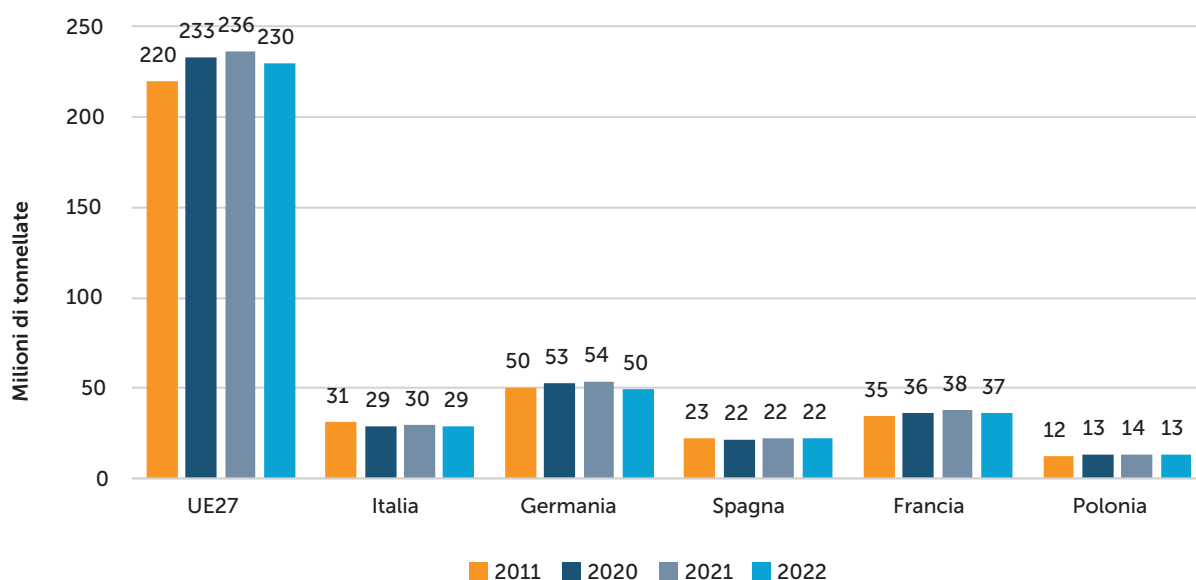
A complemento del rafforzamento del "Quadro di monitoraggio", l'8 giugno 2023 è stata anche pubblicata la comunicazione COM(2023)304 final della Commissione europea, relativa alla *"Relazione (...) che individua gli Stati membri che rischiano di non raggiungere l'obiettivo di preparazione per il riutilizzo e riciclaggio dei rifiuti urbani per il 2025, l'obiettivo di riciclaggio dei rifiuti di imballaggio per il 2025 e l'obiettivo di riduzione del collocamento in discarica dei rifiuti per il 2035"*. La relazione, introdotta dalla riforma della normativa quadro sui rifiuti operata dalla direttiva 2018/851, è volta a misurare la coerenza dei progressi degli Stati membri con il sentiero di costruzione dell'economia circolare e a segnalare possibili correzioni nelle situazioni di conclamato ritardo (c.d. *early warning*).

Nel prosieguo di questo paragrafo l'attenzione sarà rivolta, per semplicità e confrontabilità, alle grandezze rilevanti misurate da Eurostat, integrate, per taluni dati riguardanti l'Italia, dall'evidenza raccolta da ISPRA²¹ in sede di redazione del Rapporto annuale sui rifiuti urbani, per il complesso dell'aggregato comunitario (EU27) e per il *panel* di Stati membri considerati nelle passate edizioni della *Relazione Annuale* (oltre all'Italia, composto da Francia, Germania, Polonia e Spagna): si tratta di un campione il cui interesse risiede sia nella rappresentatività di un gruppo di Stati membri, che esprime i due terzi della popolazione europea e una quota simile di produzione di rifiuti urbani, sia nella relativa variabilità dei fenomeni al suo interno.

L'evoluzione dei rifiuti urbani

Nel 2022 la produzione di rifiuti urbani nell'Unione europea si è ridotta di circa il 3%, attestandosi a 229,5 milioni di tonnellate contro i 236 milioni dell'anno precedente (Fig. 1.27); una corrispondente riduzione dei valori assoluti si rinviene in tutti i paesi del *panel*. Osservandosi una leggera riduzione anche rispetto al 2020, anno dell'esplosione della crisi pandemica, è ragionevole affermare che, lungi dal costituire un indizio di tendenza, il dato assoluto di generazione dei rifiuti urbani in Europa segna quantomeno un arresto della tendenza alla moderata crescita che si era registrata negli anni precedenti la crisi. La produzione *pro capite* (Fig. 1.28) si riduce a sua volta del 3,2% su base annua, passando dai 530 kg del 2021 ai 513 kg del 2022; il calo della generazione *pro capite* riguarda, con l'eccezione della sola Polonia, tutti i paesi del *panel*, ed è particolarmente accentuato in Germania, dove si registra una discesa dell'8,2% (dai 646 kg del 2021 ai 593 kg del 2022). In Italia la produzione di rifiuti urbani è stata in valore assoluto, nel 2022, pari a 29 milioni di tonnellate, in calo del 2% rispetto all'anno precedente, mentre i rifiuti urbani *pro capite* ammontano a 494 kg, anch'essi in leggero calo rispetto ai 502 kg del 2021.

FIG. 1.27 Generazione di rifiuti urbani in EU27 e in alcuni paesi

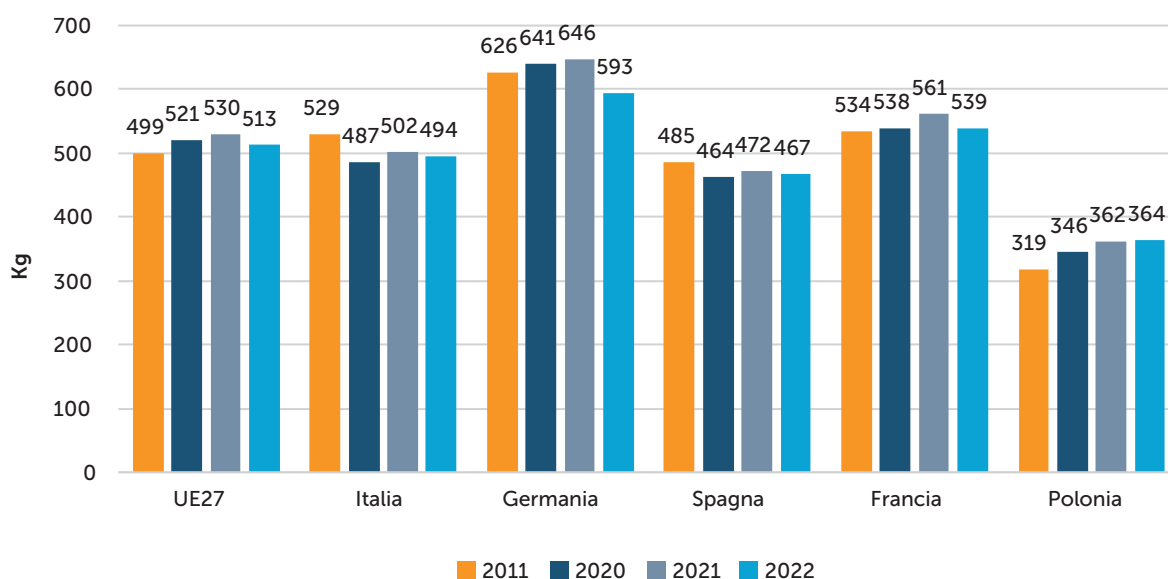


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

²¹ Istituto superiore di ricerca e protezione ambientale, rapporto 393/2023 (Rapporto annuale sui Rifiuti Urbani in Italia, edizione 2023).

Per quanto alcune fonti nazionali²² individuino una tendenza decrescente nel rapporto tra produzione di rifiuti urbani e reddito, la relazione tra generazione di rifiuti e misure della ricchezza a livello europeo mostra una dinamica ambigua: la rilevazione Eurostat per gli anni che vanno dal 2004 al 2020 del rapporto tra generazione di rifiuti e unità di prodotto (che si riporta nella figura 1.29 a scopo indicativo, essendo la statistica relativa ai rifiuti totali e non a quelli urbani) registra la sostanziale costanza del dato comunitario, con andamento crescente per tutti i paesi del campione tranne che per l'anomalo (per l'elevato livello di partenza) dato della Polonia.

FIG. 1.28 Generazione di rifiuti urbani pro capite in EU27 e in alcuni paesi



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

Appare relativamente stabile il quadro del *mix* di tecnologie di trattamento dei rifiuti urbani, la cui ricomposizione nel tempo a favore del riciclo, con corrispondente riduzione del conferimento in discarica e dell'incenerimento, è alla base del processo di promozione dell'economia circolare.

Nel 2022 il conferimento in discarica ha registrato valori pressoché identici a quelli dell'anno precedente (118 kg *pro capite*, contro i 117 kg del 2021); il contributo *pro capite* dei rifiuti urbani al riciclo ha registrato un leggero arretramento, sia per il recupero di materia propriamente detto, sia per il trattamento della frazione organica (rispettivamente 153 kg e 96 kg, contro i corrispondenti valori 2021 di 162 kg e 102 kg), essenzialmente spiegabili con la riduzione della generazione di rifiuti. Complessivamente, 249 kg *pro capite* di rifiuti urbani sono stati destinati nel 2022 al recupero e alla preparazione al riciclo, segnando un calo del 5,6% rispetto ai 264 kg del 2021. Come già rilevato nelle scorse edizioni della *Relazione Annuale*, si conferma quindi il rallentamento della crescita della quota di rifiuti urbani destinati al riciclo: il dato del 2022 corrisponde a un aumento in peso di oltre il 50% rispetto al 2005, del 30% rispetto al 2020 e del 15% rispetto al 2015.

L'andamento nel tempo delle quote delle diverse tecnologie di trattamento e smaltimento nell'Unione europea è visibile nella figura 1.29 che illustra come, a fronte di un rapido sviluppo dell'economia circolare, con particolare evi-

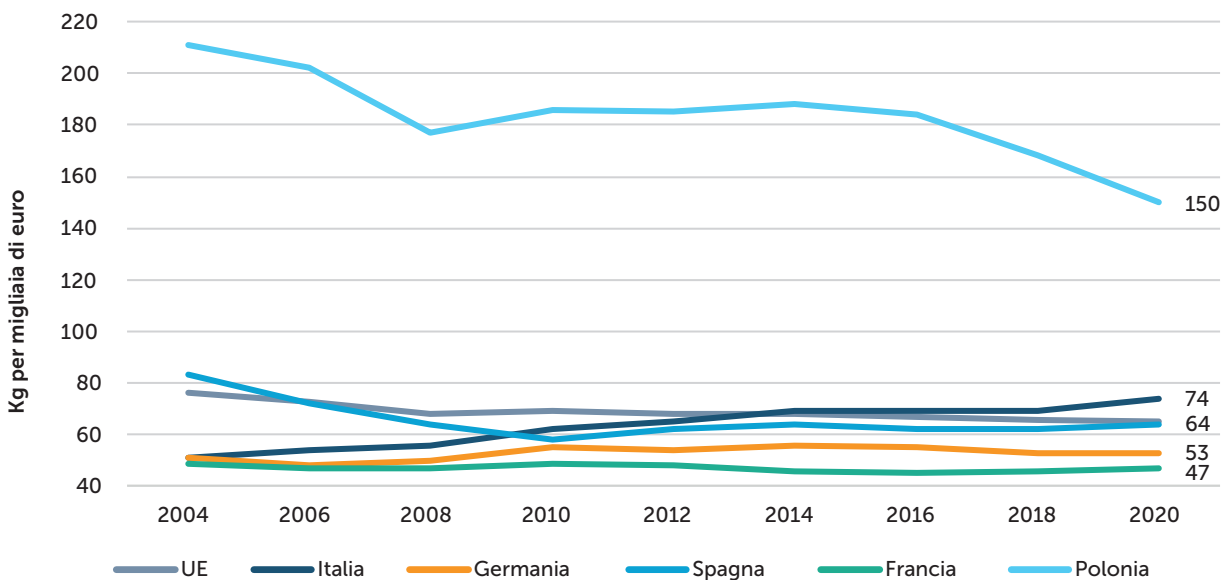
²² Istat e ISPRA individuano una tendenza al disaccoppiamento tra produzione di rifiuti urbani e spesa delle famiglie. In effetti il loro rapporto, fatto pari a 100 nell'anno base (2002), è cresciuto fino al 2010, quando ha raggiunto il valore massimo di 105,5, per poi calare continuamente (fatta eccezione per l'anomala risalita del periodo pandemico, dovuta evidentemente a una consistente riduzione del denominatore) fino a raggiungere il valore di 94,6 nel 2022.

denza del sostanziale dimezzamento del ricorso alla discarica, nel periodo che intercorre tra l'inizio delle rilevazioni e il 2015, il successivo intervallo temporale sia caratterizzato da una sostanziale stabilità del *mix* tecnologico, anche traducibile con l'apparente incapacità del sistema di tendere agli ambiziosi obiettivi di riciclo nel medio termine.

Il contributo medio di ciascuna tecnologia alla composizione del portafoglio di alternative di trattamento e smaltimento cela, naturalmente, dotazioni e orientamenti diversi in ciascuno Stato membro.

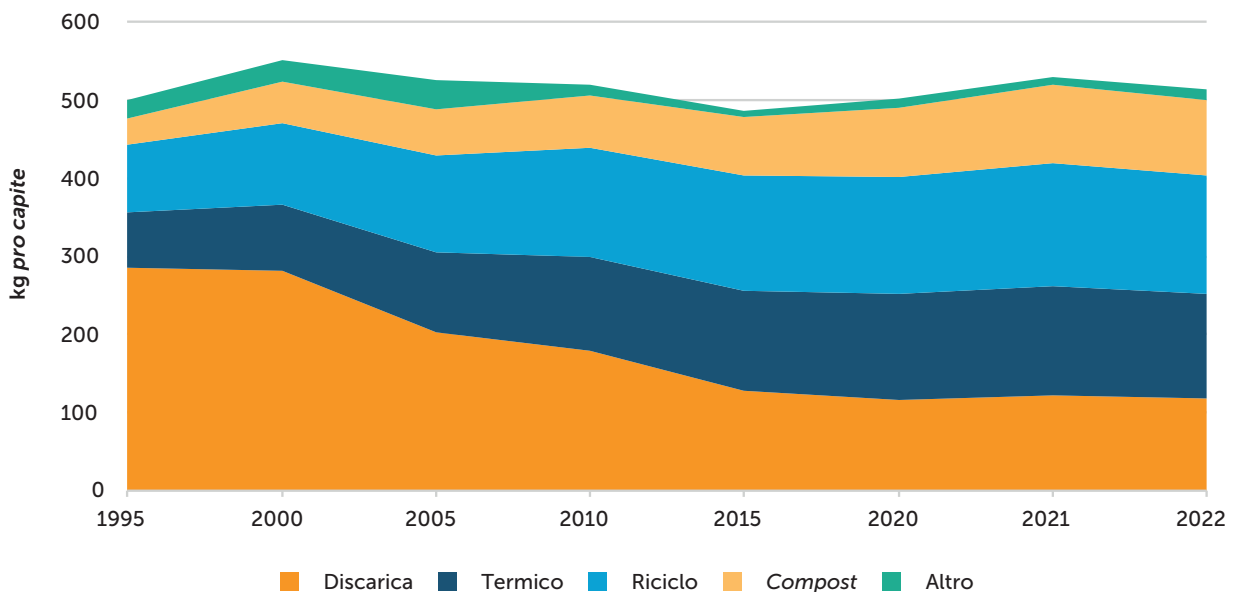
Nonostante il processo di convergenza promosso dalla normativa in tema di economia circolare, che prevede obiettivi di breve e medio termine in materia di tassi di riciclo e conferimento in discarica, permane una certa disomogeneità che riflette scelte nazionali di programmazione e gestione del ciclo dei rifiuti urbani.

FIG. 1.29 *Generazione di rifiuti (totali, esclusi minerali) per unità di PIL nel tempo*



Fonte: Eurostat.

FIG. 1.30 *Andamento dal 1995 delle diverse destinazioni dei rifiuti urbani per tipo di trattamento*

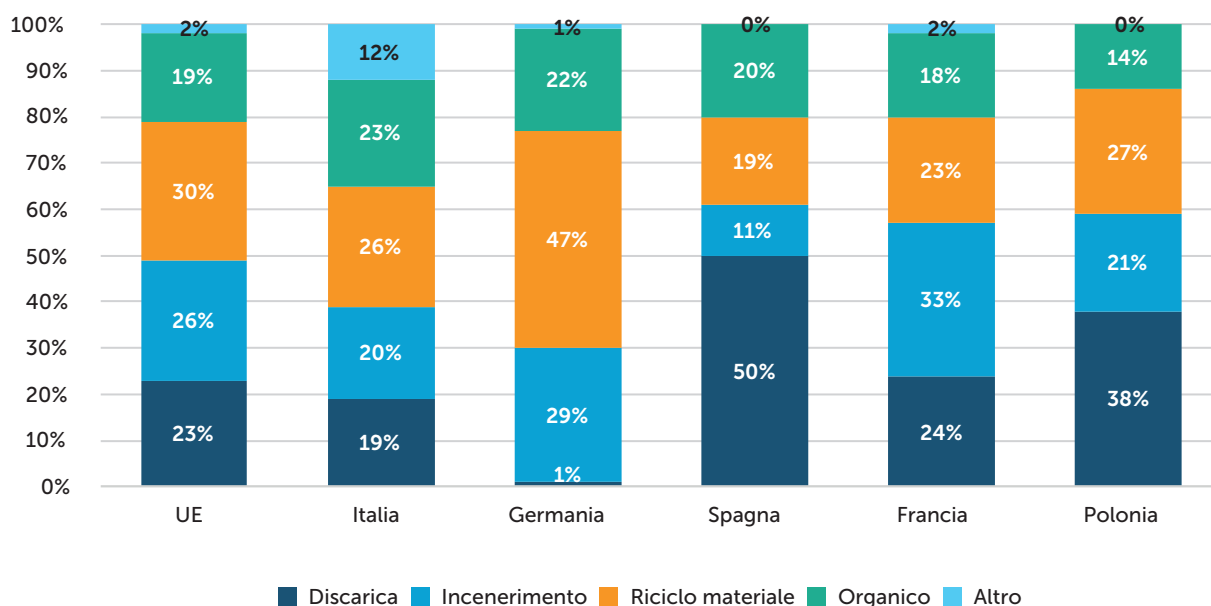


Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Tra i componenti del *panel* esaminato, l'Italia appare come il paese più prossimo al "mix europeo": le percentuali di rifiuti urbani destinate ai diversi trattamenti sono allineate alle medie comunitarie (Fig. 1.31), con un'incidenza non trascurabile (seppure più contenuta rispetto ad altri paesi del *panel*) dello smaltimento in discarica, considerando l'obiettivo del 10% da raggiungere al 2035 per tale tipologia di smaltimento. Nel campione spicca il modello adottato in Germania, che destina meno di un terzo dei rifiuti urbani all'incenerimento con recupero energetico e l'intera quota residua al riciclo, ciò che equivale ad avere raggiunto l'azzeramento del ricorso alla discarica. Gli altri paesi, al contrario, mostrano quote di rifiuto urbano destinato al riciclo inferiori alla media; particolarmente lontana dagli obiettivi di economia circolare appare la Spagna, che nel 2022 conferisce in discarica la metà dei suoi rifiuti urbani.

Il confronto tra le strutture dell'industria dei rifiuti urbani negli Stati membri dell'Unione europea assume rilievo, in effetti, per la valutazione istantanea e prospettica del grado di raggiungimento degli obiettivi di circolarità. La figura 1.32 riporta le percentuali al 2022 di rifiuti urbani destinati al riciclo e allo smaltimento in discarica, per ciascun paese del campione e per l'Unione europea nel suo complesso, confrontate ai richiamati obiettivi di economia circolare, che prevedono il raggiungimento, entro il 2035, di quote di rifiuti riciclati e smaltiti in discarica pari, rispettivamente, al 65% e al 10%. In tutta evidenza, il carattere strutturale dei sistemi di gestione dei rifiuti urbani di almeno alcuni tra i paesi del *panel* (e di molti altri Stati membri) rende problematica la realizzazione di un credibile programma di perseguimento degli obiettivi ambientali.

FIG. 1.31 Percentuale di rifiuti urbani destinati alle diverse tipologie di trattamento e smaltimento nel 2022



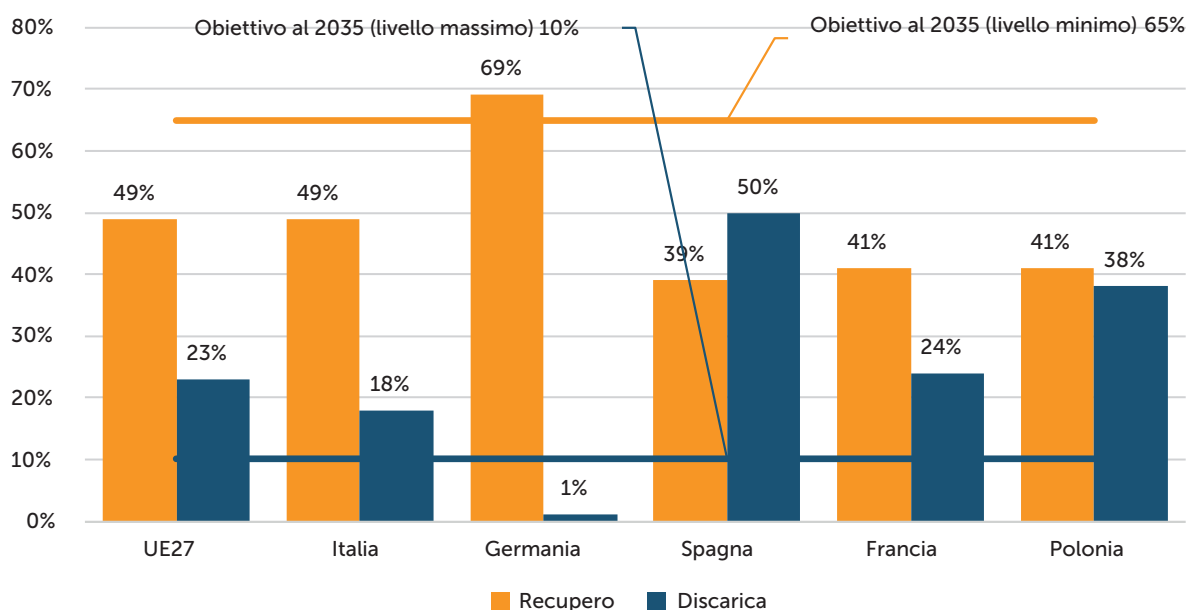
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

Accrescere del 16% (in media europea) entro il 2035 la quantità di rifiuti urbani da destinare a riciclo significa aggiungere a regime, in ipotesi di invarianza della produzione, circa 37 milioni di tonnellate di rifiuti urbani riciclati agli attuali 112 milioni, per un incremento assoluto del 33% e un tasso medio annuo composto di crescita prossimo al 3%: un percorso non proibitivo, ma apparentemente non compatibile con la velocità di ricomposizione del *mix* tecnologico sopra illustrato.

La relativa staticità del quadro è confermata, in qualche misura, dal profilo temporale delle "misure di circolarità" recentemente sviluppate dagli enti di rilevazione statistica al fine di misurare l'attitudine dell'economia a reimmettere nel circuito produttivo i materiali provenienti dal riciclo e riuso degli *input* originari.

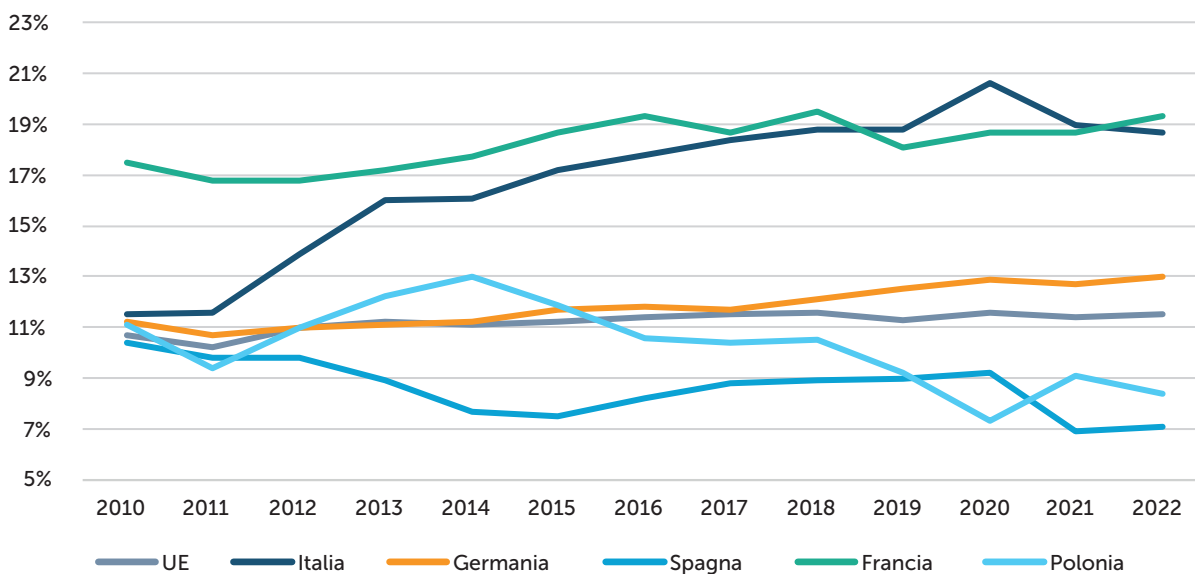
L'andamento nel tempo della quota di materiali riciclati reinseriti nel circuito produttivo rispetto al totale delle materie utilizzate (c.d. indice di circolarità, si veda la figura 1.33) evidenzia, accanto ai notevoli progressi di alcuni paesi (tra cui l'Italia, capace di giungere a un indice del 18,7% nel 2022 partendo da un valore di 11,5% nel 2010), la difficoltà per l'Unione europea nel suo complesso di aumentare significativamente il contributo alla produzione delle materie prime secondarie.

FIG. 1.32 Percentuale di rifiuti urbani destinati a recupero e discarica nel 2022 a confronto con gli obiettivi UE 2035



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e ISPRA.

FIG. 1.33 Indice di circolarità (quota di materiali riciclati reinseriti nel ciclo produttivo, in rapporto al totale dei materiali utilizzati)



Fonte: Eurostat.

Come evidenziato in questa *Relazione Annuale* (si veda il paragrafo dedicato agli sviluppi normativi nel Volume 2), la reazione delle istituzioni comunitarie a una situazione di apparente stallo, e comunque di velocità migliorabile, nel percorso di avvicinamento all'economia circolare, ha assunto sostanzialmente due forme:

- l'estensione degli obblighi di raccolta differenziata e riciclo a ulteriori flussi di rifiuti riciclabili rispetto a quelli finora individuati come idonei quali i rifiuti tessili oggetto della recente proposta di revisione della direttiva quadro rifiuti;
- una strategia di riduzione della produzione stessa dei rifiuti, sia attraverso strumenti programmatori (c.d. contrasto allo spreco alimentare), sia attraverso strumenti dispositivi (riduzione obbligatoria dei rifiuti da imballaggio);
- l'introduzione di quote minime di utilizzo di beni riciclati, al fine di incentivarne la produzione attraverso il sostegno alla domanda.

Allargare lo sguardo: il ruolo dei rifiuti nel disegno dell'economia circolare

Allo scopo di accogliere l'invito implicito del Quadro di monitoraggio a considerare l'organicità dei fenomeni, è utile integrare nell'esposizione delle dinamiche che descrivono il ciclo dei rifiuti in Europa alcuni dei nuovi indicatori suggeriti.

Una grandezza utilizzata da Eurostat e dall'Agenzia europea per l'ambiente per valutare la "tensione alla circolarità" è lo sviluppo degli investimenti (privati) in economia circolare in Europa e negli Stati membri del *panel*. Per l'ultimo anno per il quale i dati sono disponibili e consolidati (2021), è possibile affiancare gli investimenti, quale indicatore dell'impegno economico del settore privato nella strutturazione dell'economia, alla dotazione impiantistica dedicata al riciclo nei paesi del *panel*; si ottiene così il contributo percentuale di ciascuno di essi agli investimenti privati totali registrati nell'Unione europea, pari a 121,6 miliardi di euro, e alla dotazione complessiva comunitaria di capacità di riciclo, individuata nella numerosità di impianti di riciclo²³.

Questi due indicatori sono a loro volta affiancati alle rispettive quote di produzione di rifiuti solidi urbani, allo scopo di fornire una percezione del contributo complessivo del *panel* al ciclo dei rifiuti urbani e del ruolo dei paesi esaminati nell'economia circolare.

La lettura della statistica restituisce un quadro, senza dubbio approssimativo e meritevole di approfondimenti, di un'elevata concentrazione del "contributo alla circolarità", che vede i paesi del *panel* ospitare quasi i tre quarti degli impianti di riciclo e contribuire per oltre il 60% agli investimenti privati rilevanti. La figura 1.35, basata sui medesimi dati contenuti in quella precedente, offre una più rapida percezione del grado di concentrazione delle "quote di contribuzione" al quadro europeo provenienti dalle economie selezionate.

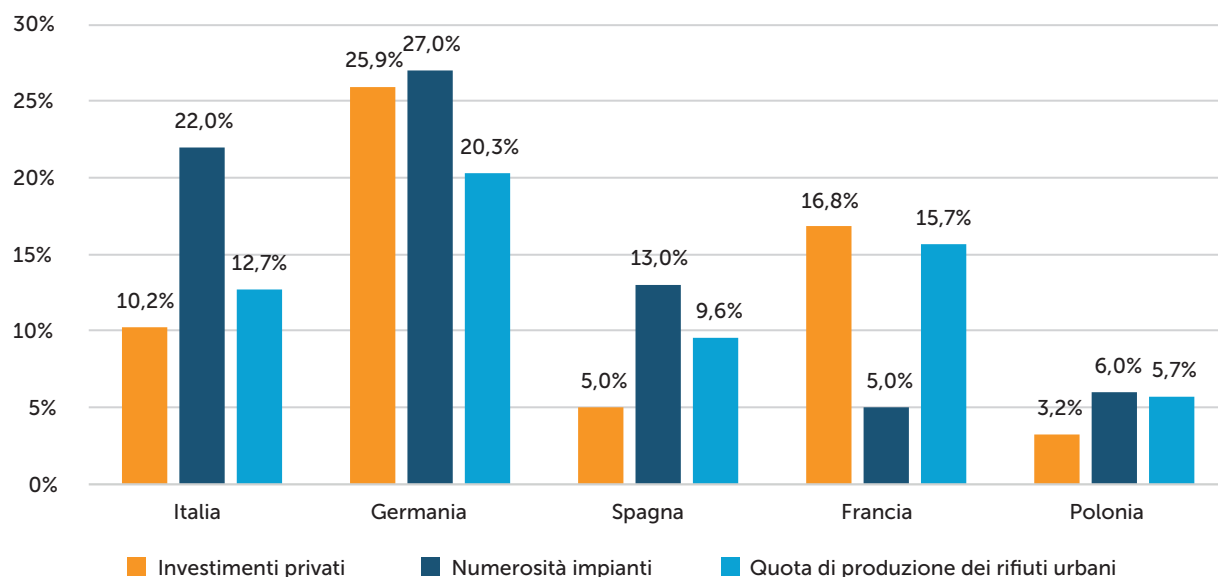
Si tratta di un dato istantaneo, che necessita di osservazioni nel tempo per inquadrare non soltanto il contributo del *panel* all'economia circolare, ma anche la sua evoluzione.

Qualche elemento in questo senso proviene dalla dinamica nel tempo dell'indicatore "investimenti privati in economia circolare". Nel periodo in cui le rilevazioni Eurostat consentono confronti omogenei (2012-2021), si nota

²³ Eurostat repertoria 199.000 impianti di riciclo propriamente detti, di cui oltre 170.000 in Repubblica Ceca: si tratta di un'evidente anomalia, qui risolta depurando il dato comunitario dal contributo di tale Stato membro. Le quote dei paesi del *panel* sono quindi calcolate rispetto alla numerosità "depurata", pari, per l'Unione europea senza Cechia, a 28.328 impianti nel 2021.

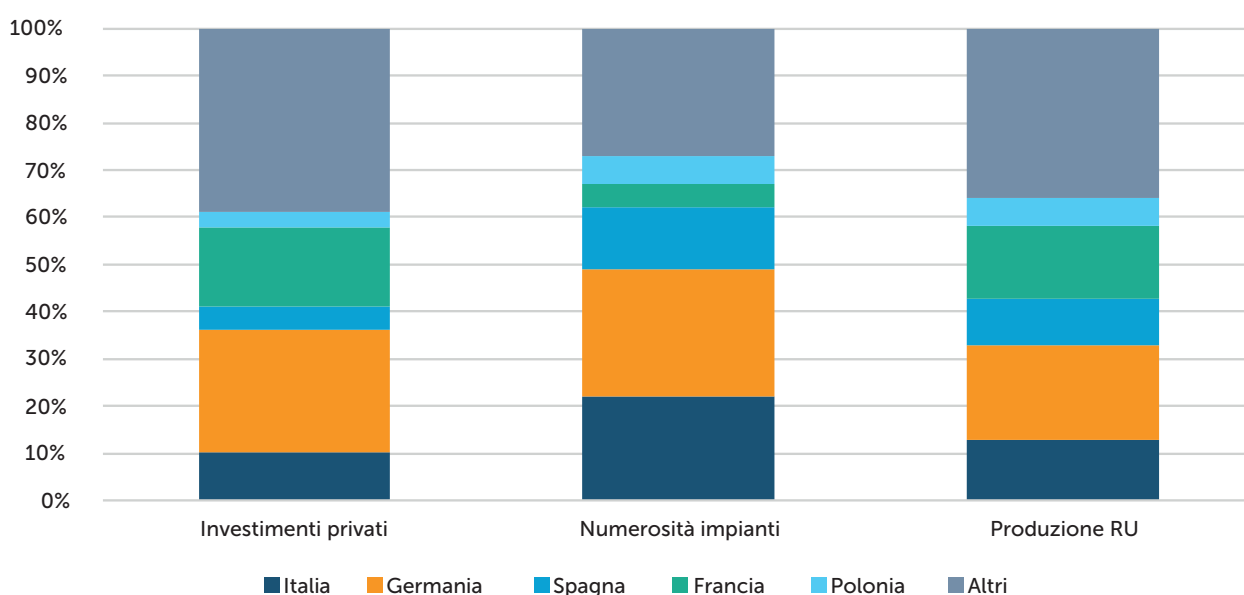
un andamento incerto fino al 2015, anno di ideale partenza della fase di progettazione dell'economia circolare che ha portato nel 2018 all'adozione dell'omonimo pacchetto legislativo, quando si afferma una non ambigua tendenza alla crescita (Fig. 1.35).

FIG. 1.34 Quote percentuali di investimenti privati in economia circolare, dotazione impiantistica e produzione di rifiuti urbani rispetto al totale UE



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

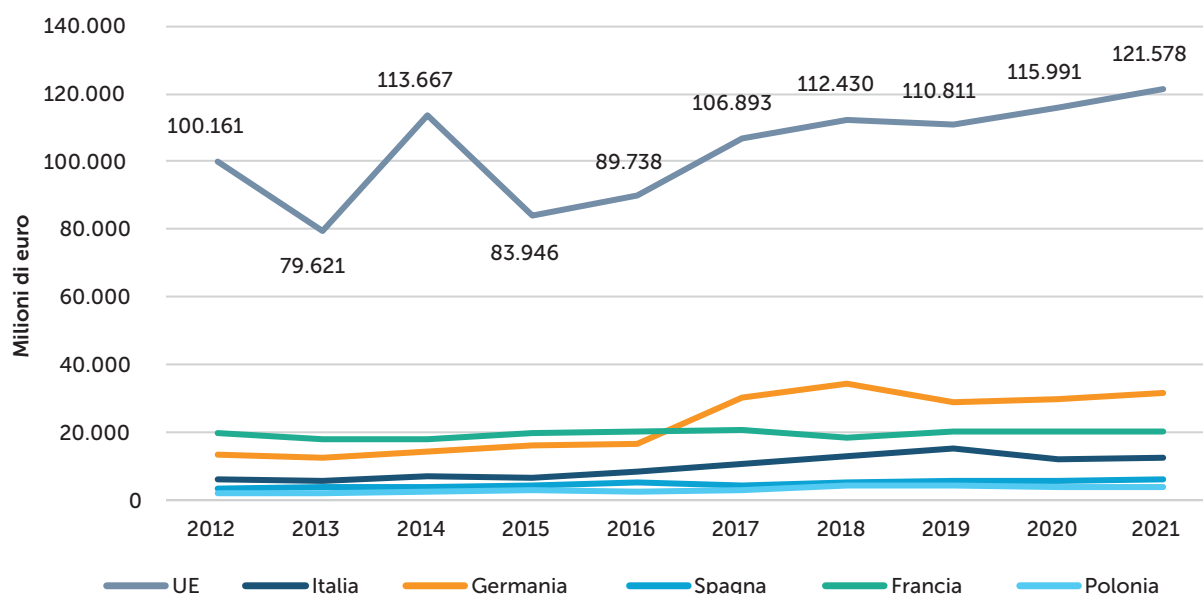
FIG. 1.35 Contributo percentuale dei cinque maggiori paesi al totale UE degli investimenti privati, della dotazione impiantistica (numerosità) e della produzione di rifiuti urbani nel 2021



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

Dal 2015 al 2021 gli investimenti del settore privato in attività legate all'economia circolare crescono nell'Unione europea del 50%; tra i paesi del *panel*, la crescita più ampia è quella registrata dalla Germania, che ha pressoché raddoppiato gli investimenti. Negli altri paesi, tranne che in Francia, dove il dato annuale rimane costante intorno ai 18 miliardi, la tendenza alla crescita è confermata, benché con ritmi diversi e andamento non omogeneo. In Italia gli investimenti passano in sei anni da 6,7 a 12,4 miliardi, con un picco nel 2019 di 15,4 miliardi. Complessivamente, il *panel* porta nel periodo esaminato da 44 a 72 miliardi gli investimenti totali annui, sopravanzando l'incremento totale a livello europeo (in altri termini, compensando con la propria crescita il minore contributo dei restanti Stati membri).

FIG. 1.36 Investimenti privati in economia circolare dal 2012



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

L'analisi della "capacità contributiva" di paesi e gruppi di paesi al processo di avvicinamento all'economia circolare, per quanto accennata, consente di tratteggiare qualche riflessione sulla dinamica del medesimo processo, nonché sulla percezione – a più riprese sottolineata nei documenti preparatori e nelle premesse delle proposte legislative dell'esecutivo comunitario – di una sua apparente insufficienza.

Una prima possibile riflessione che sembra emergere dall'esame, fin qui svolto, dell'evidenza riguarda l'importanza del contributo delle economie comprese nel *panel*, apparentemente in grado di sostenere un circuito virtuoso: mentre il loro "contributo negativo" (misurato dalla produzione di rifiuti urbani) è stabile o decrescente, il loro "contributo positivo" (dinamica del riciclo, impiantistica, investimenti) segue una tendenza alla moderata ma continua crescita.

Emerge, quindi, e si conferma, il carattere di velocità differenziata: alcuni Stati membri, o gruppi di Stati membri, perseguono gli obiettivi con ritmo superiore alla media: investono di più e mostrano una consistente e crescente dotazione impiantistica.

Early warning: distanza dagli obiettivi e probabilità di raggiungerli

Un'Europa a due velocità è quella che viene evidenziata dai servizi della Commissione nella rendicontazione di "early warning", elaborata per valutare la probabilità che gli Stati membri soddisfino gli obiettivi di riciclaggio per il 2025 previsti all'articolo 11, paragrafo 2, lettera c), della direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti (la direttiva quadro sui rifiuti, riformulata dalla direttiva 2018/581) e all'articolo 6, paragrafo 1, lettera f), della direttiva 94/62/CE sugli imballaggi e i rifiuti da imballaggi (da ultimo sostituita dal regolamento di recente adozione sugli imballaggi e rifiuti da imballaggi, 2022/0396/COD, approvato dal Parlamento il 16 aprile 2024).

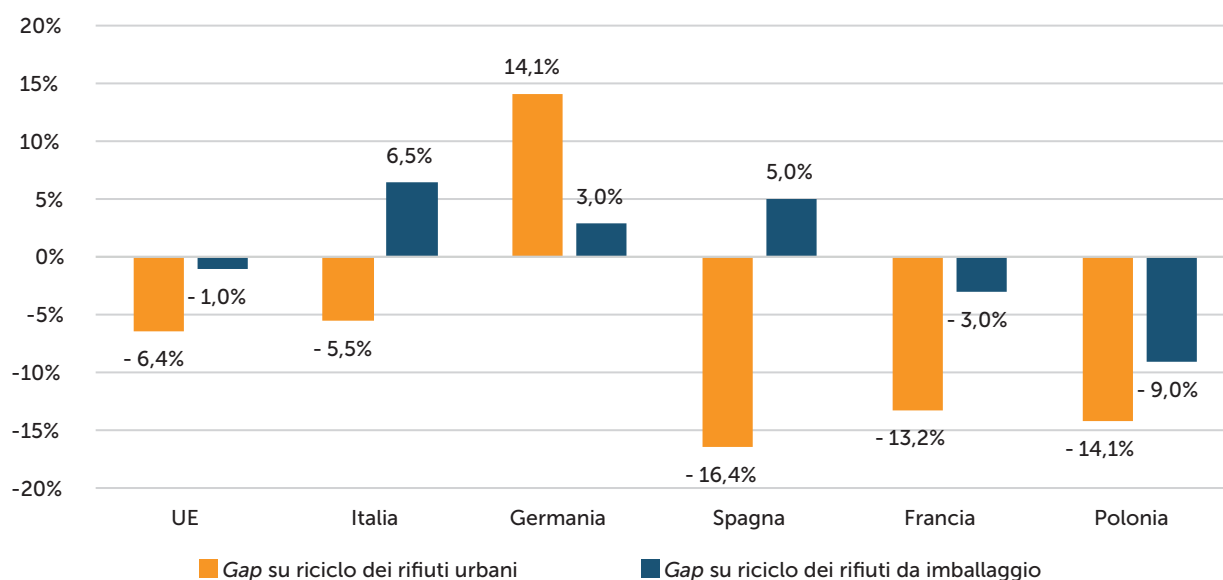
La relazione si concentra sul breve periodo e su due obiettivi selezionati, quello per il recupero di materia in relazione al totale dei rifiuti urbani e quello di riciclo dei rifiuti da imballaggio (rispettivamente, 55% e 65% in peso entro il 2025). Sulla base delle valutazioni svolte dall'Agenzia europea dell'ambiente, sono 18 gli Stati membri che rischiano di non raggiungere l'obiettivo del 55% di preparazione per il riutilizzo e riciclaggio dei rifiuti urbani entro il 2025: Bulgaria, Cipro, Croazia, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Malta, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Spagna, Svezia e Ungheria.

Un sottoinsieme costituito da dieci degli Stati membri "ritardatari" rischia di affiancare al mancato raggiungimento dell'obiettivo complessivo di riciclo anche il mancato rispetto dell'obiettivo di riciclo dei rifiuti da imballaggio: si tratta di Bulgaria, Cipro, Croazia, Grecia, Lituania, Malta, Polonia, Romania, Slovacchia e Ungheria.

Sono 10, per contro, gli Stati membri giudicati in condizione di poter rispettare entrambi gli obiettivi selezionati: Austria, Belgio, Cechia, Danimarca, Germania, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi e Slovenia. Solo Germania e Italia sono, quindi, tra i paesi del *panel* quelli probabilmente adempienti entro il 2025; Francia, Polonia e Spagna sono a rischio di mancato raggiungimento per almeno un obiettivo.

Nella figura 1.37 l'esame della relazione di "early warning" è sintetizzato in termini di distanze percentuali dagli obiettivi fissati per il 2025: un valore positivo indica gli Stati membri che hanno già raggiunto (e superato) l'obiettivo, mentre i valori negativi indicano un ritardo.

FIG. 1.37 Distanza percentuale tra risultato nel 2022 e obiettivo al 2025 in tema di riciclo dei rifiuti urbani e riciclo dei rifiuti da imballaggio

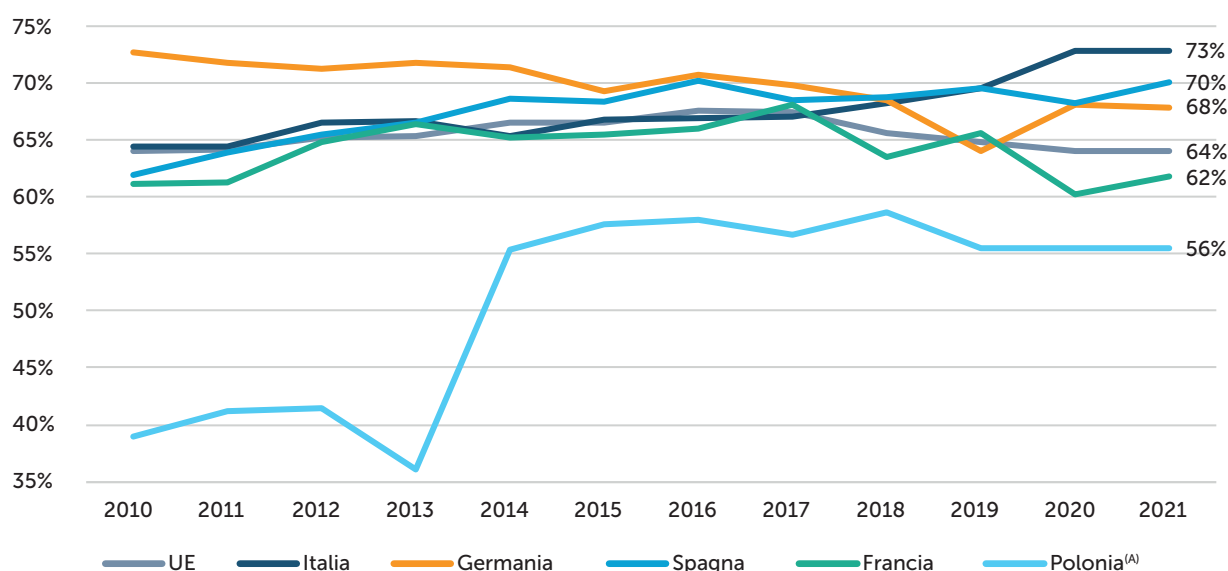


Allo stato e alle prospettive della grandezza relativa al primo indicatore utilizzato per la valutazione dinamica del perseguimento degli obiettivi, cioè la quota di rifiuti urbani riciclati in peso (che è attesa raggiungere almeno il 65% entro il 2035), si è già accennato in precedenza. Qui rileva svolgere qualche considerazione di dettaglio sulle tendenze, negli Stati membri e nell'Unione, in merito ai rifiuti da imballaggio, che negli ultimi due anni sono stati al centro del dibattito politico e legislativo, culminato nella recente adozione di un regolamento che rivede profondamente la materia e che introduce, accanto ai "tradizionali" obiettivi di crescita del riciclo, impegni alla riduzione *tout-court* degli imballaggi nel mercato interno, nonché alla promozione dell'uso effettivo dei materiali da riciclo (contenuto minimo obbligatorio di materiali riciclati negli imballaggi).

In effetti, l'inclusione nell'"*early warning*" della percentuale di riciclo dei rifiuti da imballaggio risponde a una preoccupazione espressa in più circostanze dall'esecutivo e dal Parlamento europeo²⁴ in merito all'asserita necessità di contrastare la dinamica di crescita nella produzione e nell'immissione in commercio di imballaggi, in relazione all'impatto ambientale di questi come conseguenza della loro trasformazione in rifiuti.

Come si desume dalla figura 1.38, è evidente come il tasso di riciclo degli imballaggi nell'UE mostri una certa inerzia nel tempo, nonostante la crescita anche rimarchevole registrata in alcuni Stati membri (il tasso dell'Unione europea resta grosso modo costante al 64% dal 2010 al 2021, mentre nello stesso periodo in Italia passa dal 64,4% al 72,9%, una dinamica che tuttavia non riesce a contrastare la riduzione registrata in altri paesi come la Germania, che perde in un decennio 10 punti percentuali).

FIG. 1.38 Sviluppo dei tassi di riciclo in peso dei rifiuti da imballaggi dal 2010



(A) Stime per gli anni 2020-2021.

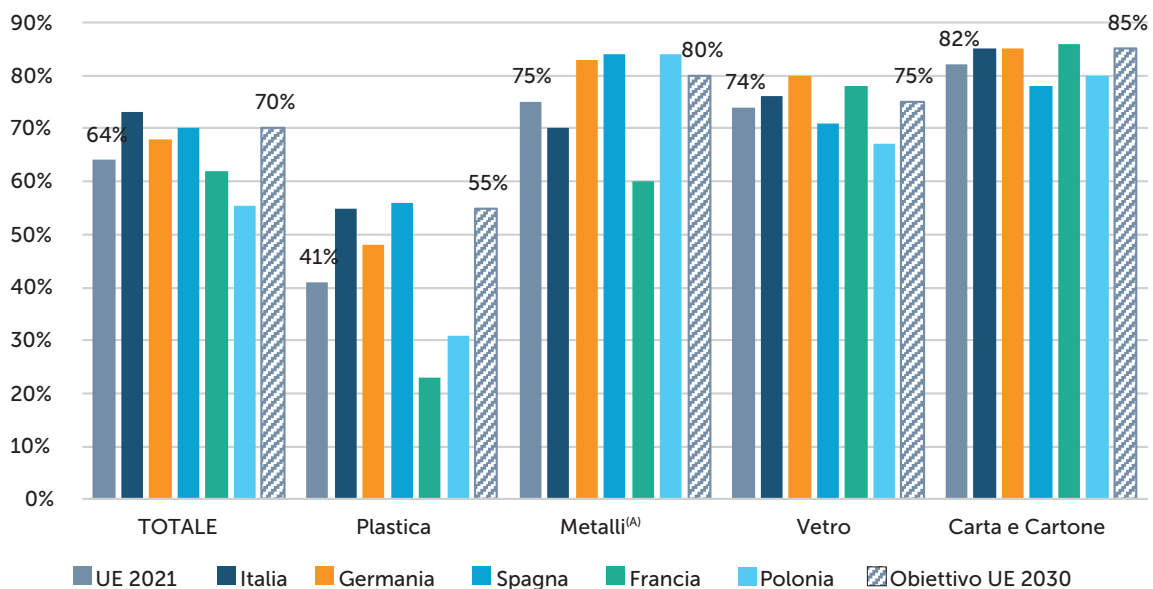
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat.

24 Nel presentare la proposta di regolamento sugli imballaggi e i rifiuti da imballaggio (2022/0396/COD), i legislatori affermano che "per quanto i tassi di riciclaggio siano aumentati nell'UE, la quantità di rifiuti generati dagli imballaggi cresce più rapidamente della quantità riciclata. Nell'ultimo decennio la quantità di rifiuti di imballaggio è aumentata di circa il 25% e dovrebbe aumentare di un ulteriore 19% entro il 2030 in assenza di interventi. Per quanto riguarda i rifiuti di imballaggio di plastica, l'aumento previsto è del 46% entro il 2030" (comunicato del Consiglio del 14 marzo 2024 sull'accordo provvisorio col Parlamento per l'adozione del regolamento).

Tuttavia, un esame più approfondito consente di appurare come l'evidenza di una dinamica insoddisfacente possa fare passare in secondo piano la "vicinanza" del dato comunitario, oltreché dei dati di alcuni paesi notevoli, all'obiettivo di medio termine. Se la crescita è limitata, lo è anche per oggettiva prossimità del tasso di riciclo alla previsione legislativa: l'obiettivo del 70% di riciclo dei rifiuti totali da imballaggi per il 2030 può dirsi già raggiunto da paesi come Germania e Italia, e non lontano per il complesso dell'Unione, che in media registra il 64% nel 2021.

Tranne che per la plastica (UE al 41% contro l'obiettivo del 55% nel 2030, con l'Italia peraltro già quasi in linea), il dato generale di vicinanza dello stato dell'arte all'obiettivo 2030 si ritrova anche nell'esame dei diversi flussi di materiali per i quali la legislazione prevede obiettivi specifici.

FIG. 1.39 Tassi di riciclo dei rifiuti da imballaggi per tipi di materiale, situazione al 2021 e obiettivi 2030



(A) La voce Metalli include l'alluminio, per il quale sono stati fissati obiettivi specifici, ma solo a partire dal 2025.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Eurostat e nazionali.

Il fenomeno preso a riferimento per giustificare l'intervento normativo che riforma il comparto degli imballaggi è, in realtà, la crescita di produzione e immissione al consumo degli imballaggi: i colegislatori notano una dinamica di produzione e consumo più accentuata di quella del riciclo, deducendone l'incapacità del sistema di chiudere il divario e, quindi, un rischio di sovraccarico e di incremento prospettico di rifiuti non riciclabili, in parte anche legato alla scarsa riciclabilità di alcuni materiali, da cui è derivata anche l'esigenza di introdurre specifici requisiti per la progettazione.

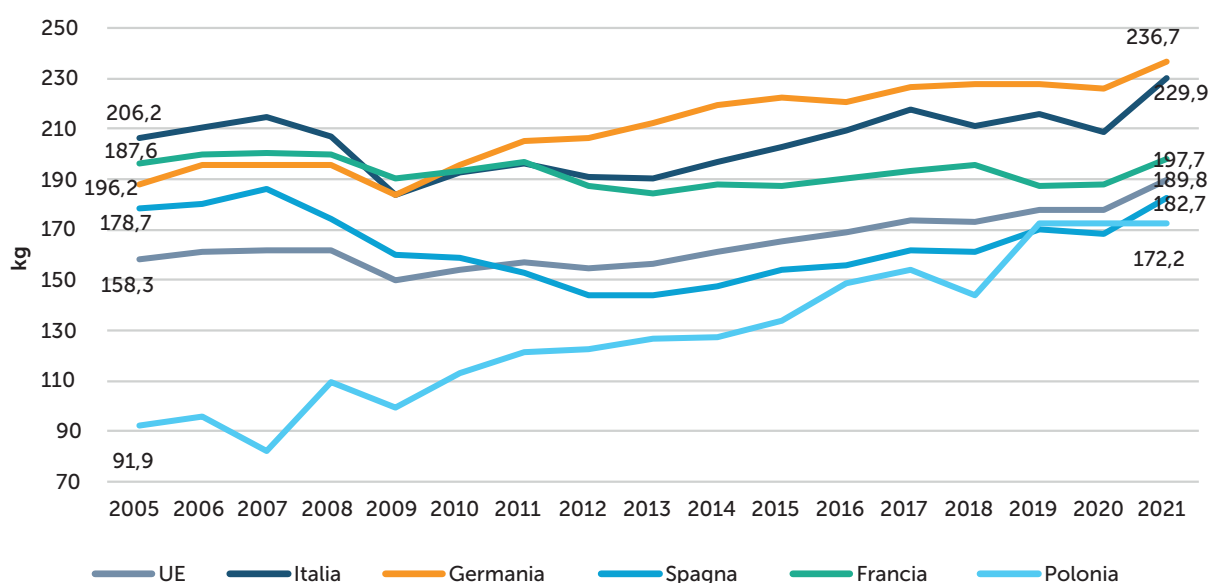
Dalla figura 1.40 è, in effetti, evidente la crescita nel tempo della generazione *pro capite* di rifiuti totali da imballaggi, che a livello europeo aumenta di 30 kg nel periodo 2005-2021, con un contributo variabile ma positivo di tutti i paesi del *panel*, tranne che nel caso della Francia, per la quale la produzione resta pressoché costante.

Come già osservato, dalla constatazione che il processo di avvicinamento all'economia circolare è connotato da disomogeneità e ritardi localizzati scaturiscono, a fronte di un apparente rallentamento globale, raccomandazioni nel senso della necessaria accelerazione delle aree "ritardatarie".

Si tratta di raccomandazioni in parte prevedibili e comprensibili, peraltro accompagnate da notevoli sforzi di concentrazione di risorse pubbliche anche derivate dagli strumenti di sostegno finanziario provenienti dai fondi comunitari di ripresa e resilienza.

Come tuttavia a più riprese segnalato dallo stesso esecutivo comunitario sin dalla stesura del *Green Deal*, una politica coerente di promozione dell'economia circolare richiede l'integrazione degli obiettivi puntuali con politiche che promuovano condizioni di contesto favorevoli e incentivanti. Uno dei temi di maggiore rilievo, in proposito, è la strutturazione di un mercato interno delle materie prime seconde.

FIG. 1.40 Generazione pro capite di rifiuti da imballaggio dal 2005



Fonte: Eurostat.

Le figure 1.41 e 1.42 descrivono l'evoluzione nel tempo degli scambi intracomunitari in quantità dei materiali riciclabili, distinguendo, per semplicità espositiva, il profilo complessivo dell'UE dall'evoluzione individuale dei paesi del *panel*²⁵.

A fronte della recente crescita delle esportazioni verso paesi terzi²⁶, il profilo degli scambi intracomunitari di materiali riciclabili, che costituiscono l'*input* dell'industria del riciclo, non appare particolarmente dinamico: nel 2023 la quantità di materiali riciclabili scambiati tra Stati membri, pari a circa 82 milioni di tonnellate, è pressoché identica alla quantità commerciata nel 2014.

Allo stesso modo, nel periodo rilevato, nessuno dei paesi del campione aumenta significativamente l'*import* di materiali riciclabili da altri Stati membri, e la Germania addirittura lo riduce del 15%. L'introduzione di obblighi crescenti di utilizzo di materiali riciclati negli imballaggi, oltre a promuovere la pratica del riciclo, rappresenta una prima reazione all'esigenza di sviluppo di un mercato di sbocco per le relative materie prime seconde.

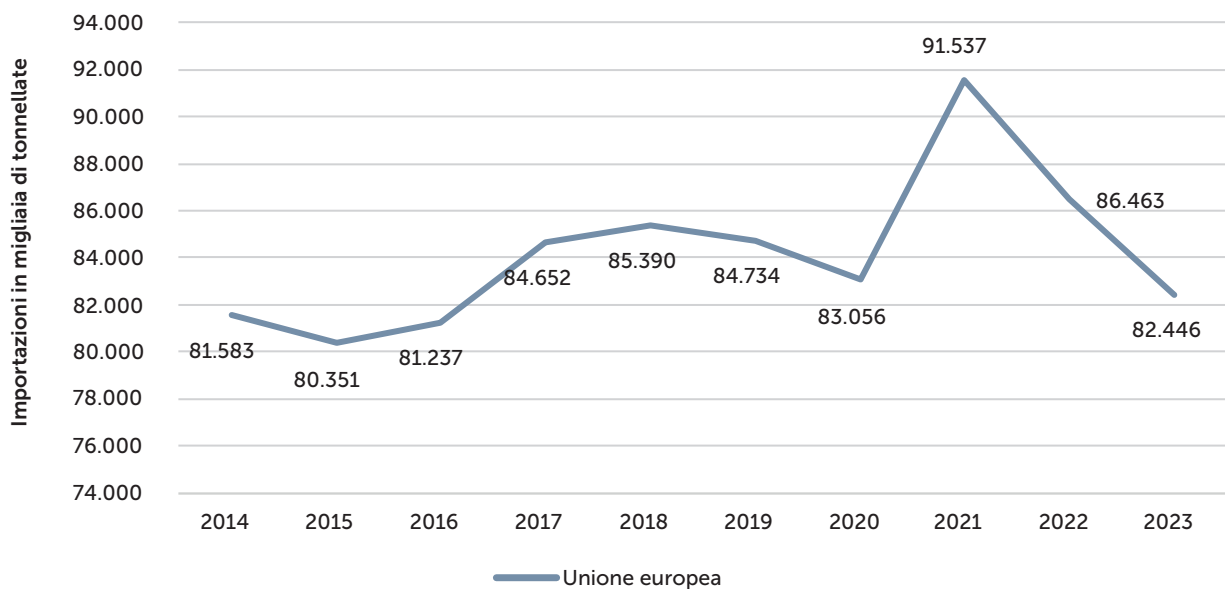
²⁵ È importante precisare che in questa serie di grafici i dati riportati sono riferiti alla totalità dei rifiuti prodotti, di cui i rifiuti urbani rappresentano circa un decimo in peso; ipotizzando il mantenimento delle proporzioni, si può supporre che le importazioni di materiali riciclabili provenienti dal comparto dei rifiuti urbani ammontino annualmente a circa 8 milioni di tonnellate, pari a poco più del 3% del totale dei rifiuti urbani prodotti e al 6,5% dei rifiuti urbani riciclati.

²⁶ Nel 2023 l'UE ha esportato verso paesi terzi 39 milioni di tonnellate di materie prime secondarie, il 10% in più dell'anno precedente e il 30% in più del 2015 (Eurostat, aggiornamenti web sull'economia circolare, 22 maggio 2024).

Tale osservazione porta a evidenziare come essenziale, per la sostenibilità del processo di economia circolare e per l'integrazione di politiche legislative e regolamentari, la considerazione di aspetti di efficienza dell'industria del riciclo e di competitività dei suoi prodotti. Un arricchimento del "quadro di monitoraggio" è in questo senso auspicabile, in prospettiva di una migliore comprensione dei fenomeni oltre che della loro descrizione.

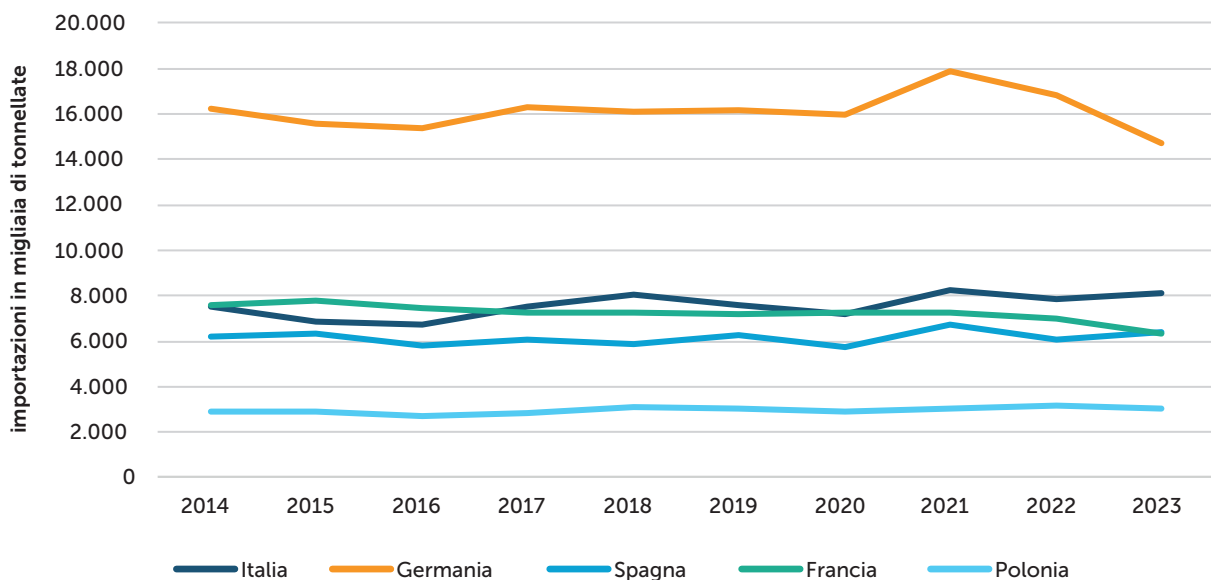
Un utile campo d'indagine sotto questo aspetto è l'analisi delle implicazioni di possibili fenomeni di specializzazione. Si è osservato come alcuni paesi (tra questi, alcuni che non sono inclusi nel *panel* ma che meritano menzione, come l'Olanda) tendano a "contribuire di più": tale carattere potrebbe essere dovuto, oltre che naturalmente a spinte normative nazionali, a economie di scala e a vantaggi competitivi di natura tecnica. Se di tale eventualità dovesse esserci evidenza tramite ricerche sulla struttura dell'industria, ne seguirebbe l'opportunità di indagare il rapporto costi-benefici di un approccio legislativo che, nel perseguire l'obiettivo generale, richiede a ogni Stato membro di ottenere lo stesso risultato in media.

FIG. 1.41 Scambi intracomunitari nell'Unione europea di materiali riciclabili dal 2014



Fonte: Eurostat.

FIG. 1.42 Scambi intracomunitari di materiali riciclabili per i paesi del panel



Fonte: Eurostat.



CAPITOLO

2



**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE ELETTRICO**

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2023

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2023 a confronto con quello dell'anno precedente; come di consueto, i dati di fonte Terna relativi all'ultimo anno sono provvisori.

Nel 2023 i consumi di energia elettrica sono risultati in diminuzione del 2,9%; la flessione ha interessato tutti i settori (distinti secondo una nuova disaggregazione richiesta da Eurostat), eccetto i trasporti e la pesca che sono risultati in aumento di oltre il 5%.

L'energia disponibile per il consumo è stata soddisfatta per poco meno dell'84% dalla produzione nazionale netta (decurtata dall'energia destinata ai pompaggi), mentre per il restante 16,8% dal saldo con l'estero. La produzione nazionale risulta diminuita quasi del 7% rispetto all'anno precedente a fronte di un aumento del 15,2% delle importazioni e una riduzione del 24,6% dell'energia destinata alle esportazioni.

TAV. 2.1 Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2022 e nel 2023 (GWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	2022	2023 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione lorda	283.953	264.273	-6,9%
Servizi ausiliari	9.345	8.329	-10,9%
Produzione netta	274.608	255.944	-6,8%
Ricevuta da fornitori esteri	47.391	54.572	15,2%
Ceduta a clienti esteri	4.404	3.320	-24,6%
Destinata ai pompaggi ^(B)	2.586	2.199	-15,0%
Disponibilità per il consumo	315.008	304.997	-3,2%
Perdite di rete	19.155	17.620	-8,0%
Consumi al netto delle perdite	295.853	287.377	-2,9%
Energia	8.852	8.730	-1,4%
Industria	111.638	107.135	-4,0%
Trasporti	9.009	9.510	5,6%
Domestico	64.640	62.680	-3,0%
Commercio e pubblici servizi	94.967	93.005	-2,1%
Agricoltura/Foreste	6.387	5.970	-6,5%
Pesca	230	242	5,2%
Altri	117	105	-10,5%

(A) Dati provvisori.

(B) Per il 2023 il dato include gli assorbimenti delle pompe di calore.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

La tavola 2.2 riporta invece il bilancio costruito a partire dai dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati e fornisce in forma sintetica una visione d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali (vedi *infra*). Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio delle dinamiche che hanno interessato le singole fasi della filiera del settore elettrico.

TAV. 2.2 Bilancio dei gruppi societari del settore elettrico nel 2023 (TWh)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	ENEL	10-21 TWh	5-10 TWh	1-5 TWh	0,5-1 TWh	0,1-0,5 TWh	0-0,1 TWh	SENZA VENDITE	TOTALE
Numero gruppi	1	5	2	18	8	44	455	15.102	15.635
Produzione nazionale lorda	44,6	65,5	8,9	25,3	1,4	2,1	4,1	93,8	245,6
Produzione nazionale netta	42,6	63,6	8,7	24,7	1,3	2,0	4,0	90,3	237,3
Energia destinata ai pompaggi	2,1	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0	-	2,1
Importazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	54,6
Esportazioni ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	3,3
Perdite di rete ^(A)	-	-	-	-	-	-	-	-	17,6
Autoconsumi ^(B)	0,0	1,8	0,4	0,6	0,0	0,2	0,6	16,5	20,2
Vendite finali	91,4	67,6	25,0	41,7	9,5	10,9	6,2	-	252,2
Mercato libero	67,9	65,4	13,6	49,5	5,5	10,3	6,4	-	218,6
Domestico	19,6	11,1	1,6	4,9	1,1	2,4	1,6	-	42,3
Non domestico	48,3	54,3	12,0	44,6	4,4	7,9	4,9	-	176,3
- Bassa tensione	19,2	14,5	2,2	16,6	2,8	3,8	3,3	-	62,3
- Media tensione	21,1	32,4	5,5	25,0	1,0	3,8	1,5	-	90,4
- Alta e altissima tensione	8,0	7,4	4,3	3,0	0,5	0,3	0,0	-	23,6
Maggior tutela	12,6	0,6	1,0	0,5	0,0	0,0	0,2	-	14,4
Domestico	11,6	0,5	0,9	0,5	0,0	0,0	0,2	-	13,7
Non domestico	0,5	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,7
Tutela graduale	-	1,9	0,2	0,7	0,2	-	0,1	-	3,1
Micro-imprese	-	0,7	0,2	0,5	0,2	-	0,0	-	1,5
Piccole imprese	-	1,2	-	0,3	-	-	0,0	-	1,5
Salvaguardia	1,5	3,6	-	-	-	-	-	-	5,1
- Bassa tensione	0,6	0,9	-	-	-	-	-	-	1,5
- Media tensione	0,9	2,1	-	-	-	-	-	-	2,9
- Alta e altissima tensione	0,1	0,7	-	-	-	-	-	-	0,7

(A) Le importazioni, le esportazioni e le perdite di rete sono di fonte Terna.

(B) Sono incluse le cessioni effettuate all'interno di ASSPC (Altri sistemi semplici di produzione e consumo).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Ai fini della redazione del bilancio degli operatori, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, sono stati considerati tenendo conto della loro appartenenza a gruppi societari alla fine dell'anno 2023 e classificati sulla base dei quantitativi di vendita al mercato finale (distinto in libero, maggior tutela, tutele graduali e salvaguardia)¹. L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi del TIAO; se un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé². È da sottolineare, inoltre, che la composizione delle imprese che risponde all'Indagine annuale non è sempre la stessa; per questo nella lettura dei dati di confronto da un anno all'altro occorre tenere in considerazione anche questo aspetto.

Al momento della chiusura del presente Volume della *Relazione Annuale*, i dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano il 93% circa del valore (a sua volta provvisorio) della produzione nazionale e il 91% dei consumi pubblicati da Terna.

1 I dati del bilancio della presente edizione della *Relazione Annuale* non sono confrontabili con quelli presenti nel bilancio degli anni precedenti per la diversa composizione delle classi.

2 Con lo stesso TIAO, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo e da altri a esso connessi i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità oltre che già registrati presso il sistema GAUDI di Terna. Questa fattispecie di soggetti non è parimenti tenuta all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto, i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata, né quella prodotta dai soggetti che hanno una potenza inferiore ai 100 kW, ma che svolgendo comunque attività nei settori di competenza di Arera non hanno diritto all'esonero.

Come ogni anno, nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata "Senza vendite" in cui si collocano tutti quei gruppi che producono energia elettrica, ma non svolgono l'attività di vendita al mercato finale. La maggior parte degli autoconsumi, incluse le cessioni effettuate all'interno degli ASSPC (Altri sistemi semplici di produzione e consumo), è da attribuire proprio a questa categoria, popolata dagli autoproduttori e dai produttori che cedono l'energia al Gestore dei servizi energetici (GSE). Per questa categoria di gruppi societari, quasi il 13% dell'energia netta prodotta è destinata al GSE e, tra tutte le classi, essa è quella con la quota maggiore di cessione al GSE, così come la classe che riunisce i gruppi con vendite fino a 100 GWh, per la quale la quota di energia ceduta al GSE è pari a 6,6%. La medesima quota, calcolata per tutte le altre classi, assume valori decisamente più contenuti.

Nella classe dei gruppi con vendite fino a 100 GWh il 14,3% dell'energia generata netta è destinata agli autoconsumi, mentre nella classe "Senza vendite" la stessa quota è di poco superiore al 18%.

Con una produzione netta di 42,6 TWh, il gruppo Enel controlla il 18% della produzione nazionale complessiva (dato provvisorio di Terna) e circa il 34% delle vendite totali che includono quelle relative al servizio di maggior tutela, ai servizi di tutela graduale e al servizio di salvaguardia. La seconda classe con le vendite più elevate (10-21 TWh) include per il 2023 gli stessi cinque gruppi societari degli anni passati (A2A, Edison, Xpo Group, Eni e Hera). Questi cinque gruppi detengono quasi il 27% della produzione netta e le loro vendite finali coprono quasi il 30% di quelle totali rilevate nell'indagine annuale.

Complessivamente, dunque, i primi sei gruppi industriali coprono quasi il 45% della generazione netta e vendono oltre il 63% di tutta l'energia ceduta a clienti finali.

I dati raccolti, inoltre, confermano quanto già evidenziato negli anni passati: al diminuire dell'energia venduta aumenta spiccatamente la quota di energia non dispacciata in proprio, passando da circa il 4% dei maggiori *competitor* del gruppo Enel e arrivando al 73% dei venditori più piccoli.

In Italia poco più del 41% della generazione netta rilevata nell'ambito dell'indagine annuale è prodotta da fonti rinnovabili; in particolare, è la classe con vendite fino a 100 GWh che possiede la quota maggiore di produzione da tale tipologia di fonti (circa il 72%), seguita dalla classe dei gruppi che non hanno vendite finali (53,5%). Seguono il gruppo Enel e i gruppi con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh, con quote rispettivamente pari al 51,8% e al 41,7%. Le quote meno significative di produzione da fonte rinnovabile si registrano, invece, in corrispondenza della classe con vendite al di sotto di 1 TWh, mentre la produzione di energia elettrica dei gruppi con vendite tra 10 e 21 TWh proviene nel complesso da fonti rinnovabili per il 21% circa, ma va evidenziato come all'interno di tale classe la quota di generazione da fonti rinnovabili per ciascun gruppo societario sia piuttosto variabile, con percentuali che per alcuni di essi raggiungono un massimo del 75,4%.

Una breve analisi sul mercato finale consente di evidenziare, come già in passato, che poco più del 23% delle vendite è destinato al settore domestico; tale quota, tuttavia, sale al 38,2% nel caso del gruppo Enel. Per i gruppi direttamente suoi concorrenti, che hanno vendite tra 10 e 21 TWh (classe nell'ambito della quale gli unici gruppi che operano nel servizio di maggior tutela sono i gruppi Hera e A2A), la quota di vendite al settore domestico è inferiore e pari al 16% circa, praticamente invariata rispetto all'anno precedente. Nell'ambito di tale classe, vi è però anche il gruppo Eni che destina circa un terzo delle proprie vendite finali proprio ai clienti domestici.

Come nell'anno precedente, nelle altre classi la quota più rilevante di vendite al settore domestico, pari al 26,3%, si rileva tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh, dove ricadono sia molti esercenti il servizio di vendita di maggior tutela, sia numerosi venditori di piccole dimensioni del mercato libero. In questa stessa classe si registra anche la maggiore quota di vendite a clienti non domestici in bassa tensione (69%), seguita da quella dei gruppi tra 0,5 e 1 TWh che si attesta al 65,7%.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione sono rilevanti per le classi con vendite tra 5 e 10 TWh e per Enel, dove incidono, rispettivamente per il 35,1% e per il 16,1% delle vendite complessive al settore non domestico.

Nel gruppo con vendite tra 0,5 e 1 TWh si registra la quota meno significativa di vendite ai clienti finali in media tensione (23%); la stessa quota è, invece particolarmente significativa per i gruppi inclusi tra 10 e 21 TWh, dove rappresenta il 57,6% delle vendite finali, con quote individuali dei gruppi che superano ampiamente la metà.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Secondo i dati provvisori rilasciati da Terna, nel 2023 la produzione nazionale lorda di energia elettrica in Italia è diminuita del 6,9%, essendosi attestata a 264,3 TWh rispetto ai 284 TWh dell'anno precedente (Tav. 2.3). In particolare, si è registrata una diminuzione del 19,3% della produzione termoelettrica a fronte di un aumento del 15,6% della produzione di energia da fonti rinnovabili.

Nell'ambito della generazione termoelettrica, la diminuzione più rilevante si è verificata nella produzione da solidi (-41,5%) e da prodotti petroliferi (-26,9%), mentre la generazione da gas naturale risulta diminuita in misura inferiore, cioè del 15,9%.

Nel caso delle fonti rinnovabili, che concorrono per circa il 44% al *mix* della produzione elettrica nazionale (la stessa quota nell'anno precedente era pari al 35,4%), si è registrata una diminuzione solo nella generazione geotermica (-2,5%) e in quella da bioenergie (-9,1%).

L'aumento maggiore si è verificato nella produzione idroelettrica (+42,4%) che, con 40,4 TWh, è tornata ad avvicinarsi ai quantitativi degli anni antecedenti al 2022, anno caratterizzato da un'importante emergenza idrica. Le quote di produzione eolica e fotovoltaica sono aumentate rispettivamente del 13,7% e del 9,2%.

TAV. 2.3 Produzione lorda per fonte dal 2019 al 2023 (GWh)

FONTE	2019	2020	2021	2022	2023 ^(A)
Produzione termoelettrica	176.171	161.673	170.640	181.594	146.559
Solidi	18.839	13.380	14.022	22.607	13.220
Gas naturale	141.687	133.683	143.998	141.445	118.981
Prodotti petroliferi	3.453	3.175	3.851	4.953	3.622
Altri	12.192	11.436	8.769	12.589	10.736
Idroelettrico da pompaggi	1.835	1.944	2.090	1.893	1.551
Produzione da fonti rinnovabili	115.847	116.915	116.339	100.466	116.163
Idroelettrico	46.319	47.552	45.388	28.398	40.449
Eolico	20.202	18.762	20.927	20.494	23.303
Fotovoltaico	23.689	24.942	25.039	28.122	30.711
Geotermico	6.075	6.026	5.914	5.837	5.962
Biomassa e rifiuti	19.563	19.634	19.071	17.616	16.008
PRODUZIONE TOTALE	293.853	280.532	289.069	283.953	264.273

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Come di consueto, i dati riportati nelle figure e nelle tavole successive di questo paragrafo sono tratti dall'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori. Inoltre, alcune differenze che emergono nei risultati dei dati raccolti nell'Indagine da un anno all'altro possono essere in parte ascrivibili anche alla diversa composizione degli operatori rispondenti, alla loro numerosità, nonché agli aggiornamenti effettuati presso l'Anagrafica operatori in merito al gruppo societario di appartenenza. È opportuno precisare, inoltre, che ai sensi del TIAO³ nella rilevazione non sono inclusi i dati degli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica operatori dell'Autorità di Regolazione per energia reti e ambiente, oltre a quelli dei soggetti che non hanno risposto all'Indagine annuale alla data di chiusura della presente *Relazione Annuale*.

Nell'Indagine annuale relativa all'anno 2023, come in quella dell'anno precedente, i soggetti di minore dimensione (potenza inferiore o uguale a 100 kW) che non sono esonerati ai sensi del TIAO (di cui si è appena detto), hanno partecipato alla rilevazione, ma non hanno fornito alcun dato; si tratta di circa 1.200 soggetti su un totale di oltre 17.000 partecipanti alla rilevazione. Tra questi il 75% circa è costituito da enti pubblici attivi nel settore dei rifiuti e/o dell'idrico e che proprio a causa della loro operatività in questi settori non possono beneficiare dell'esonero.

Il valore della produzione trasmesso da tutti gli altri soggetti che hanno partecipato alla rilevazione e che hanno fornito dati di dettaglio, principalmente in termini di potenza e generazione dei propri impianti, corrisponde al 93% della generazione elettrica lorda indicata da Terna (nei dati provvisoriamente rilasciati).

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2023, suddivisa per fonte idroelettrica, rinnovabile e termoelettrica, con il dettaglio dell'anno di entrata in esercizio degli impianti per la potenza netta esistente.

³ Come stabilisce il Testo integrato anagrafica operatori (allegato alla delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com), si tratta dei produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW, che sono registrati nel sistema GAUDI di Terna e che non svolgono altre attività nei settori di competenza di Arera.

Come rilevato anche negli anni precedenti, in Italia più di metà della potenza installata, il 51,6%, è costituita dagli impianti termoelettrici; il restante 48,4% si divide tra gli impianti idroelettrici, che incidono per il 21,1%, e quelli rinnovabili, che ne costituiscono il 27,3%. La maggior parte degli impianti esistenti (42,1%) è stata installata tra il 2001 e il 2010, con una netta preponderanza degli impianti termoelettrici. Quasi tre quarti (72,2%) della potenza da generazione idroelettrica risulta entrata in esercizio prima del 1990, mentre più di metà (57,3%) della potenza degli impianti da fonti rinnovabile è entrata in esercizio nel decennio 2011-2020. Rispetto al 2022, la potenza netta è cresciuta da 103,7 a 105,9 GW (2,1%); risultano essere stati installati nuovi impianti rinnovabili per 2 GW. Si noti che, nel 2023, la massima potenza richiesta dal sistema elettrico è stata registrata il 19 luglio quando ha raggiunto 58,5 GW.

TAV. 2.4 Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti (GW)

ANNO DI ENTRATA IN ESERCIZIO	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMoeLETTRICA	TOTALE
Fino al 1990	16,4	0,0	4,8	21,2
Dal 1991 al 2000	1,7	0,7	7,1	9,4
Dal 2001 al 2010	2,7	7,6	34,3	44,6
Dal 2011 al 2020	1,9	15,6	5,3	22,8
Dal 2021	0,1	5,1	2,6	7,9
TOTALE POTENZA NETTA	22,7	29,1	54,1	105,9
POTENZA LORDA	22,9	29,6	55,9	108,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termoelettrica e rinnovabile, il numero dei produttori (congeggiati per singola ragione sociale e non per gruppo societario di appartenenza) e la relativa potenza disponibile, con il dettaglio di quella inferiore a 1 MW⁴. I dati confermano quanto già rilevato negli anni scorsi: buona parte della potenza lorda (48.366 MW) è in capo a 506 soggetti che rappresentano appena il 3% dei produttori che hanno partecipato alla rilevazione; si tratta dei produttori di tipo misto che hanno generato energia elettrica sia attraverso il termoelettrico convenzionale, sia attraverso fonti rinnovabili.

L'apporto percentuale della generazione di questi soggetti alla produzione complessiva è diminuito ancora rispetto allo scorso anno, essendo sceso dal 40,9% al 37,6% (92,3 TWh sui 245,6 TWh complessivi). Più in dettaglio, i 92,3 TWh generati dai 506 operatori misti sono stati garantiti per quasi il 59% da 227 operatori che hanno fino al 30% di potenza da impianti alimentati con fonti rinnovabili e per il 38,2% da 151 operatori per i quali la potenza da impianti rinnovabili incide tra il 30% e il 60% della potenza complessiva lorda; i rimanenti 128 operatori misti possiedono impianti con potenza rinnovabile superiore al 60% e hanno prodotto solo 3 TWh.

⁴ Si ricorda che la composizione dei soggetti partecipanti alla rilevazione da cui vengono estratti i dati presentati nella tavola (e nell'intero paragrafo) non è necessariamente la stessa da un anno all'altro. Pertanto, i confronti non sono sempre corretti.

TAV. 2.5 Produttori, impianti e generazione per fonte

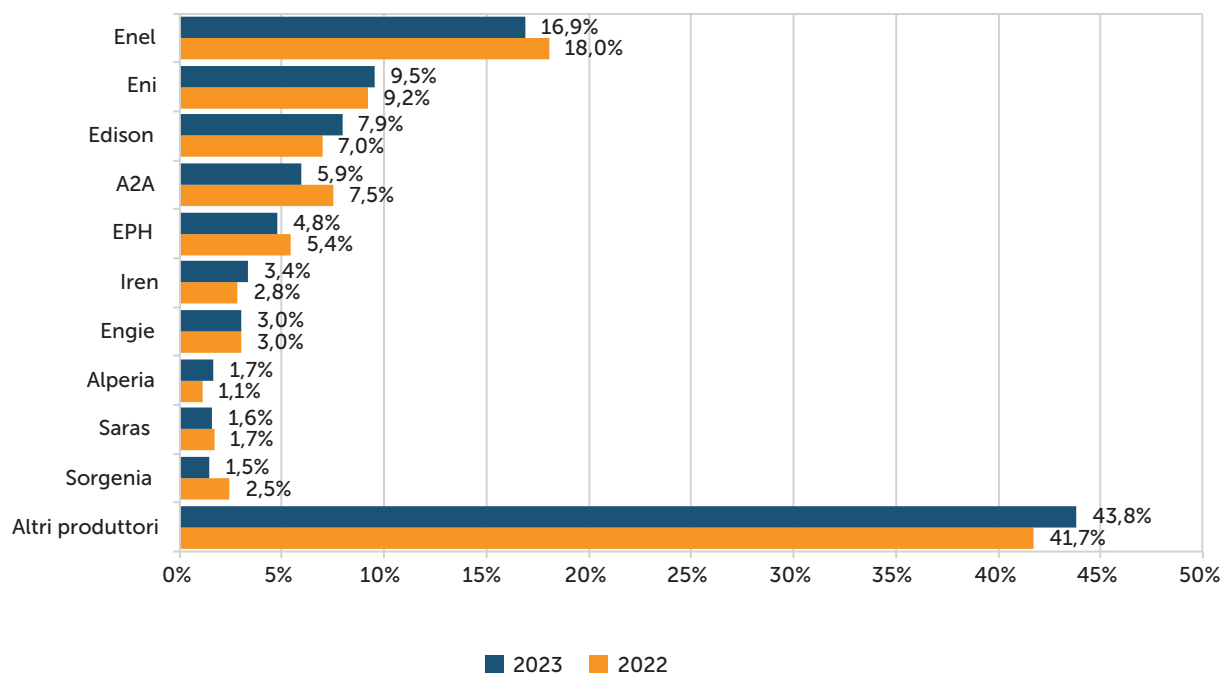
ANNO	TERMOELETTRICO	DI CUI <1 MW	RINNOVABILE	DI CUI <1 MW	MISTO	DI CUI <1 MW	TOTALE
Numero produttori							
2019	444	121	13.581	10.857	335	85	14.360
2020	473	136	13.895	11.102	363	102	14.731
2021	461	133	13.750	11.001	399	107	14.610
2022	480	145	13.988	11.209	447	119	14.915
2023	483	144	14.875	11.919	506	133	15.864
Potenza lorda (MW)							
2019	19.555	60	35.489	4.689	50.251	35	105.295
2020	19.667	70	36.164	4.828	49.541	45	105.371
2021	20.799	65	33.136	4.743	51.308	48	105.243
2022	21.883	69	36.617	4.791	47.695	57	106.195
2023	22.065	65	37.991	4.976	48.366	64	108.422
Generazione lorda (TWh)							
2019	83,3	4,6	87	10,6	105,5	0,1	275,7
2020	77,2	4,0	88,6	10,9	97,6	0,1	263,4
2021	76,1	0,3	76,1	11,1	119,9	0,1	272,2
2022	81,1	0,3	75,3	10,0	108,4	0,1	264,7
2023	69,8	0,3	83,5	9,6	92,3	0,1	245,6

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari (cioè quelli che nel 2023 hanno una quota superiore all'1,5% della produzione totale fornita da Terna) alla generazione lorda negli ultimi due anni.

Per tali gruppi le differenze rispetto al 2022 maggiormente significative si rilevano per A2A (la cui produzione è diminuita dell'1,6%), per Enel e per Sorigenia; l'assenza di alcuni gruppi nel *ranking* presentato nel grafico è da attribuirsi essenzialmente all'importante diminuzione della generazione termoelettrica registrata a livello nazionale.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 537, è in diminuzione rispetto al 2022 (577) e al 2021 (552), restando sempre molto basso nel tempo.

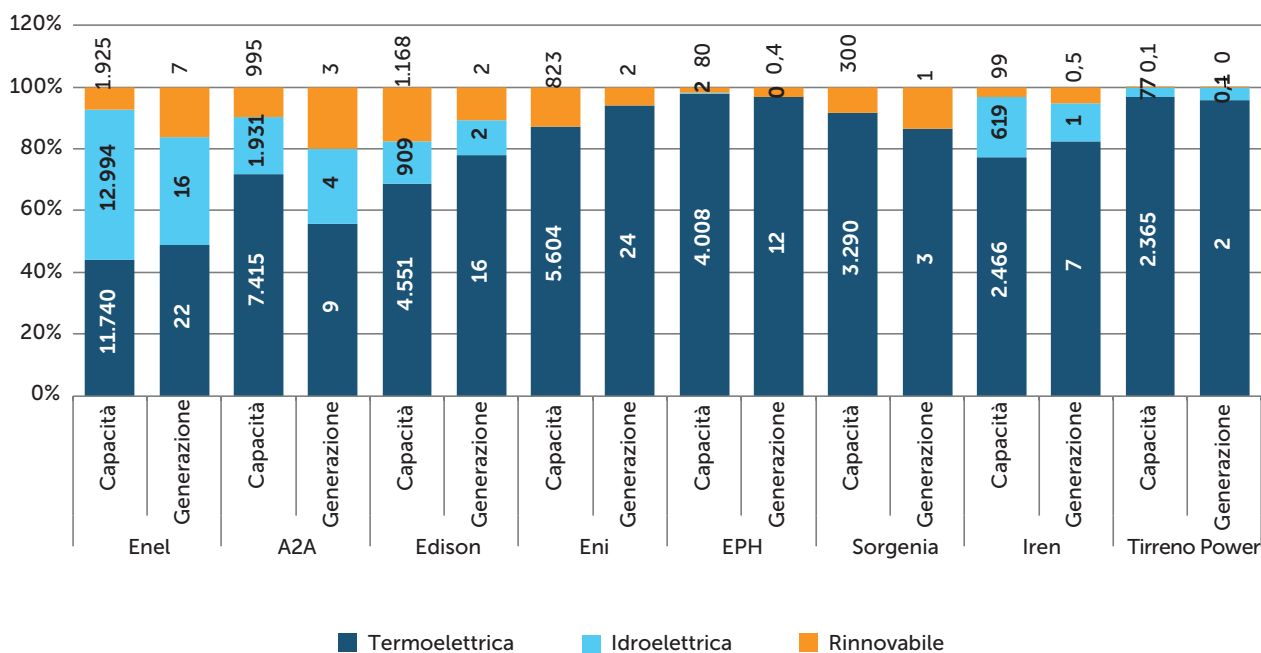
FIG. 2.1 Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La composizione societaria degli operatori della generazione riguarda quelli tra loro che hanno partecipato alla rilevazione relativa al 2023 e che hanno aggiornato i soci nell'apposita sezione dell'Anagrafica operatori. Le quote del capitale sociale delle imprese che producono energia elettrica (e che non sono quindi enti pubblici o ditte individuali), sono detenute per più della metà da persone fisiche (52,2%), quindi da società diverse (39,1%) ed enti pubblici (1,6%). Relativamente alla nazionalità dei soci che possiedono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 5,8%⁵ che è detenuto direttamente da soggetti di origine straniera. Gli operatori di questo segmento della filiera elettrica sono particolarmente dinamici con cessioni e acquisizioni di impianti nonché incorporazioni di imprese che hanno riguardato anche i grandi gruppi industriali.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti sia in termini di capacità, sia in termini di generazione.

⁵ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

FIG. 2.2 Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2023 (capacità in MW; generazione in TWh)

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano il contributo (calcolato sul totale della generazione rilevato nell'Indagine annuale) dei principali gruppi societari nella produzione termoelettrica e rinnovabile e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Nel 2023 Eni risulta essere il primo operatore nella generazione termoelettrica (posizione ottenuta anche nel 2021) coprendo il 16,5% della produzione nazionale lorda (13,9% nel 2022), mentre per Enel, che per l'anno di riferimento risulta essere il secondo operatore, la quota è pari al 15,2% (lo scorso anno era al 18,3%). Enel continua a utilizzare la maggior parte del carbone impiegato nel settore, con una quota del 76,5%, in netta diminuzione rispetto al 2022 quando tale quota si attestava all'82,4%, mentre la parte di energia elettrica prodotta con gas naturale (9,8%) è sostanzialmente invariata rispetto ai due anni precedenti.

Il principale utilizzatore di gas naturale rimane il gruppo Eni con la quota di produzione da questa fonte pari al 18,9%, tra l'altro in aumento rispetto al 2022 (16,4%). Anche il gruppo Edison nell'ultimo anno ha ulteriormente accresciuto la produzione da gas naturale arrivando a coprire il 13,8% della propria generazione totale rispetto all'11,8% dell'anno precedente. In generale l'aumento della quota di produzione da gas naturale si rileva praticamente su tutti i gruppi, a eccezione di A2A, Sorgenia, Tirreno Power e Axpo Power. Gli altri operatori, quelli cioè di cui non viene esplicitata la ragione sociale nella tavola, ricoprono circa il 19% di produzione da gas naturale, in leggera diminuzione rispetto al 2022 quando la medesima quota era pari al 20%.

La quota maggiore di generazione da prodotti petroliferi è relativa ad A2A che conta per il 67,7% della produzione totale derivata da questo tipo di combustibile, in calo rispetto all'83,9% del 2022. Per quello che riguarda, infine, la produzione da altre fonti, si rilevano i contributi di Saras, G.O.I. Energy, Eni e Acciaierie d'Italia Holding per i quali il contributo è pari rispettivamente al 35,3%, 23,3%, 12,7% e 10,7% del totale nazionale rilevato.

TAV. 2.6 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica nel 2023 per fonte

GRUPPI	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)	TOTALE
Eni	-	0,9%	18,9%	12,7%	16,5%
Enel	76,5%	3,7%	9,8%	-	15,2%
Edison	-	-	13,8%	0,3%	11,4%
Energeticky a Prumislavy Holding (EPH)	20,9%	0,4%	8,0%	-	8,5%
A2A	2,6%	67,7%	6,0%	0,2%	6,1%
Iren	-	-	6,0%	1,7%	5,1%
Engie	-	-	6,0%	-	5,0%
Saras	-	17,3%	-	35,3%	2,7%
Sorgenia	-	-	2,8%	-	2,3%
G.O.I. Energy	-	2,1%	0,5%	23,3%	2,1%
Acciaierie d'Italia Holding	-	-	1,5%	10,7%	2,0%
Alpiq	-	-	2,1%	-	1,8%
Axpo Power	-	-	2,0%	-	1,7%
Tirreno Power	-	-	1,6%	-	1,4%
Achernar	-	-	1,5%	-	1,2%
Altri operatori	0,0	7,9%	19,4%	15,8%	17,2%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Comprendono oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprendono gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Enel si conferma, per contro, il primo operatore nella produzione da fonti rinnovabili dove fornisce il 22,4% della generazione lorda nazionale (tale percentuale è calcolata sul totale della generazione rilevata nell'ambito delle Indagini annuali), detenendo una quota significativa nell'idroelettrico (37,8% ancora in diminuzione rispetto ai due anni precedenti) e la totalità di quelle nel geotermico. La tavola consente di apprezzare come tra i principali 15 gruppi che hanno contribuito alla produzione da energia rinnovabile vi sia anche Eni che è il nono operatore con generazione da eolico, solare e bioenergie, guadagnando quindi una posizione rispetto all'anno precedente.

Come già osservato in passato, tra i principali gruppi appare significativa, pur se in diminuzione rispetto al 2022, la quota nell'eolico di Erg (10,6% contro 11,5% del 2022), nonché quella di Edison che è pari al 9,4%, invariata rispetto all'anno precedente; seguono Enel, Eni (che l'anno scorso aveva una quota del 3,2%) e Alerion.

Per quello che riguarda il solare, la quota più importante dell'intera produzione è quella del gruppo Solegreen Italia della Renewable Energies Abroad – General Partner Ltd che è pari al 5,7% della generazione da questa tipologia di fonte, seguito da EF Solare Italia (5,5%), Tages (5,2%) e da A2A (2,3%). Agli altri produttori, compresi quelli con quote più significative nella produzione da fonte solare, si attribuisce il 76,9% della produzione nazionale rilevata nell'Indagine annuale.

Relativamente alle bioenergie, infine, è da notare come il gruppo A2A abbia aumentato ancora il suo contributo, arrivando al 14,7% (la quota era pari al 9,7% nel 2020, 12,2% nel 2021 e 13,3% nel 2022), mentre il 74,6% della produzione deriva dai produttori di più piccola dimensione.

TAV. 2.7 Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2023

GRUPPO SOCIETARIO	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE	TOTALE
Enel	37,8%	100,0%	6,5%	0,3%	0,4%	22,4%
A2A	9,3%	-	1,7%	2,3%	14,7%	6,8%
Edison	5,8%	-	9,4%	0,6%	0,1%	4,6%
Alperia	9,9%	-	-	0,0%	1,4%	4,2%
C.V.A.	6,5%	-	1,4%	0,4%	0,0%	3,0%
ERG	0,0%	-	10,6%	1,6%	0,0%	2,6%
Dolomiti Energia	6,5%	-	-	0,0%	0,0%	2,6%
Iren	2,7%	-	-	0,1%	2,7%	1,5%
Eni	-	-	5,4%	1,4%	0,4%	1,5%
Alerion	-	-	5,3%	-	-	1,2%
RWE	-	-	4,4%	-	-	1,0%
Tages	-	-	0,5%	5,2%	-	1,0%
Hera	-	-	-	0,0%	5,7%	0,9%
Solegreen Italia ^(A)	-	-	-	5,7%	-	0,9%
EF Solare Italia	-	-	-	5,5%	-	0,9%
Altri operatori	21,4%	0,0%	54,8%	76,9%	74,6%	45,0%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Il nome completo del gruppo è Solegreen Italia Sas – della Renewable Energies Abroad – General Partner Ltd.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.8 Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2023

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	37,8% Enel	9,9% Alperia	9,3% A2A	6,5% C.V.A.	6,5% Dolomiti Energia
Geotermoelettrico	100,0% Enel	-	-	-	-
Eolico	10,6% Erg	9,4% Edison	6,5% Enel	5,4% Eni	5,3% Alerion
Solare	5,7% Solegreen Italia ^(A)	5,5% EF Solare Italia	5,2% Tages	2,5% Sonnedix	2,3% A2A
Bioenergie	14,7% A2A	5,7% Hera	4,7% Marseglia Group	2,7% San Marco Bioenergie	2,7% Iren

(A) Il nome completo del gruppo è Solegreen Italia Sas – della Renewable Energies Abroad – General Partner Ltd.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.8, per contro, consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte nell'anno 2023, mettendo in evidenza anche quest'anno che sono tendenzialmente i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote più rilevanti su idroelettrico, geotermoelettrico, eolico e in parte sulle bioenergie. Si conferma, invece, che nella generazione da solare, a esclusione del gruppo A2A, le maggiori quote sono in capo a soggetti specializzati in questa tipologia di produzione.

Guardando alla distribuzione territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), come di consueto, la Lombardia si è confermata come regione con il maggior numero di operatori (3.547 contro i 3.224 del 2022), seguita da Emilia-Romagna con 2.279 operatori (2.102 nel 2022), Piemonte con 2.101 soggetti produttori contro i 1.976 dell'anno precedente e Veneto con 2.051 operatori rispetto ai 1.872 del 2022. Come già riscontrato anche negli anni passati, queste sono le regioni nelle quali si registra anche il numero più elevato di autoproduttori. A tal proposito è opportuno sottolineare che anche per l'anno 2023 le cessioni effettuate all'interno di SSPC sono state considerate tra gli autoconsumi, nell'ambito dei quali incidono per il 13,5% del totale.

TAV. 2.9 Presenza territoriale degli operatori nel 2023

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	2.101	360	44,9%	51,3%
Valle d'Aosta	68	5	85,5%	85,6%
Liguria	130	32	70,4%	79,8%
Lombardia	3.547	967	28,5%	36,7%
Trentino-Alto Adige	853	128	57,2%	61,5%
Veneto	2.051	533	52,1%	45,8%
Friuli-Venezia Giulia	500	106	68,7%	55,7%
Emilia-Romagna	2.279	581	56,9%	55,4%
Toscana	664	150	66,5%	51,9%
Lazio	553	106	59,6%	73,0%
Marche	925	130	26,2%	28,1%
Umbria	277	39	75,7%	75,9%
Abruzzo	529	73	53,1%	53,5%
Molise	123	14	39,1%	67,2%
Campania	470	108	28,1%	43,1%
Puglia	1.139	68	45,3%	36,0%
Basilicata	348	24	16,3%	17,0%
Calabria	181	12	68,2%	55,5%
Sicilia	571	66	53,2%	50,9%
Sardegna	308	33	68,6%	52,3%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Relativamente ai livelli di concentrazione, nella generazione elettrica il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica si registra in Basilicata, Marche, Campania e Lombardia, con il C3 (la quota dei primi tre operatori) che è rispettivamente pari a 16,3%, 26,2%, 28,1% e 28,5%, mentre il livello più alto è in Valle d'Aosta con il C3 pari all'85,5%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Marche, Puglia e Lombardia, mentre quelli più alti si registrano in Valle d'Aosta, Liguria, Umbria, Lazio e Molise.

Nella tavola 2.10, infine, viene ripartita la generazione lorda (i cui valori sono stati rilevati nell'ambito dell'Indagine annuale) per zona di mercato e fonte. A eccezione della zona Centro-Nord (Toscana e Marche) e Centro-Sud (Lazio, Abruzzo, Campania, Umbria) il termoelettrico convenzionale contribuisce sempre per oltre il 50% alla generazione lorda con quote in netta diminuzione rispetto all'anno precedente. Nella zona Centro-Nord, per contro, risulta molto rilevante anche il termoelettrico rinnovabile che copre il 37,1% della generazione lorda, mentre nelle altre zone questa tipologia di fonte non arriva oltre l'8,6% della zona Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna).

TAV. 2.10 Quota di generazione lorda per zona di mercato e fonte nel 2023

AREA	IDROELETTRICO	RINNOVABILE NON PROGRAMMABILE ^(A)	TERMOELETTRICO RINNOVABILE ^(B)	TERMOELETTRICO CONVENZIONALE ^(C)	TOTALE
Centro-Nord	6,2%	9,7%	37,1%	47,0%	100%
Centro-Sud	18,6%	27,3%	7,1%	46,9%	100%
Nord	25,9%	5,3%	8,6%	60,2%	100%
Sardegna	3,9%	26,2%	4,3%	65,5%	100%
Sicilia	2,4%	27,5%	1,0%	69,1%	100%
Sud	1,7%	38,9%	4,5%	54,9%	100%
Calabria	7,1%	18,4%	6,0%	68,5%	100%
Totale	16,7%	15,9%	8,9%	58,5%	100%

(A) Solare ed eolico.

(B) Geotermico + bioenergie (compresi RSU).

(C) Include RSU non biodegradabili.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La generazione da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) oscilla per contro dalla quota del 38,9% della zona Sud (Molise, Puglia, Basilicata) a quella del 5,3% della zona Nord e rappresenta il 15,9% della generazione a livello nazionale. L'idroelettrico, infine, è la fonte che copre la generazione nazionale della zona Nord dove arriva a coprire quasi il 26%, seguita dalla zona Centro-Sud dove questa tipologia di fonte copre il 18,6% della produzione lorda. Nelle altre zone l'idroelettrico pesa al massimo per il 7,1% (Calabria) fino al minimo pari all'1,7% della zona Sud.

Produzione incentivata

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare:

- incentivi sostitutivi dei certificati verdi (CV), consistenti in un *feed in premium*⁶ variabile (in funzione dei prezzi medi di mercato dell'anno precedente) per l'energia elettrica prodotta netta fino al termine del periodo di di-

⁶ *Feed in premium* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

ritto inizialmente definito per i CV. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno precedente: gli elevati prezzi di mercato registrati nel 2022, in particolare, hanno comportato l'azzeramento di tale costo nel 2023;

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁷, di cui alla legge 24 dicembre 2007, n. 244, per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁸. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno medesimo: nel caso in cui i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi ottenuti dal GSE per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso, com'è avvenuto nel 2022, tale costo può diventare negativo;
- conto energia (*feed in premium* costante) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende solo dalla quantità di energia elettrica incentivata;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito. Il costo annuale per la collettività di questi incentivi dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno medesimo: tale costo può diventare negativo nel caso delle *feed in tariff* (cioè, come detto al punto precedente, qualora i costi sostenuti dal GSE per l'erogazione delle tariffe fisse onnicomprensive siano inferiori rispetto ai ricavi ottenuti dal GSE per la vendita di tale energia sui mercati all'ingrosso), mentre al più si azzerava nel caso del *feed in premium* variabile;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonte rinnovabile, a esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013: tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza, se positiva, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Tali tariffe sono state riviste nel 2016 dal decreto interministeriale 23 giugno 2016 che, al contempo, ha stabilito anche la riduzione della taglia limite per l'accesso agli incentivi *feed in tariff* da 1 MW a 500 kW; inoltre, il medesimo decreto ha stabilito che il *feed in premium* variabile possa assumere valori negativi, tranne che per gli impianti ammessi agli incentivi tramite asta;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici aventi potenza superiore a 20 kW, eolici *on-shore*, idroelettrici e gas residuati dai processi di depurazione, definite dal decreto interministeriale 4 luglio 2019; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 250 kW e in modalità *feed in premium* variabile (pari alla differenza, positiva o negativa, tra la tariffa spettante e il prezzo zonale orario) nel caso degli altri impianti. Inoltre, lo stesso decreto interministeriale ha previsto ulteriori premi addizionali cumulabili:
 - per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici fino a 1 MW i cui moduli fotovoltaici siano installati in sostituzione di coperture di edifici e fabbricati rurali su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto (premio addizionale pari a 12 €/MWh);

⁷ *Feed in tariff* significa che l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete, include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

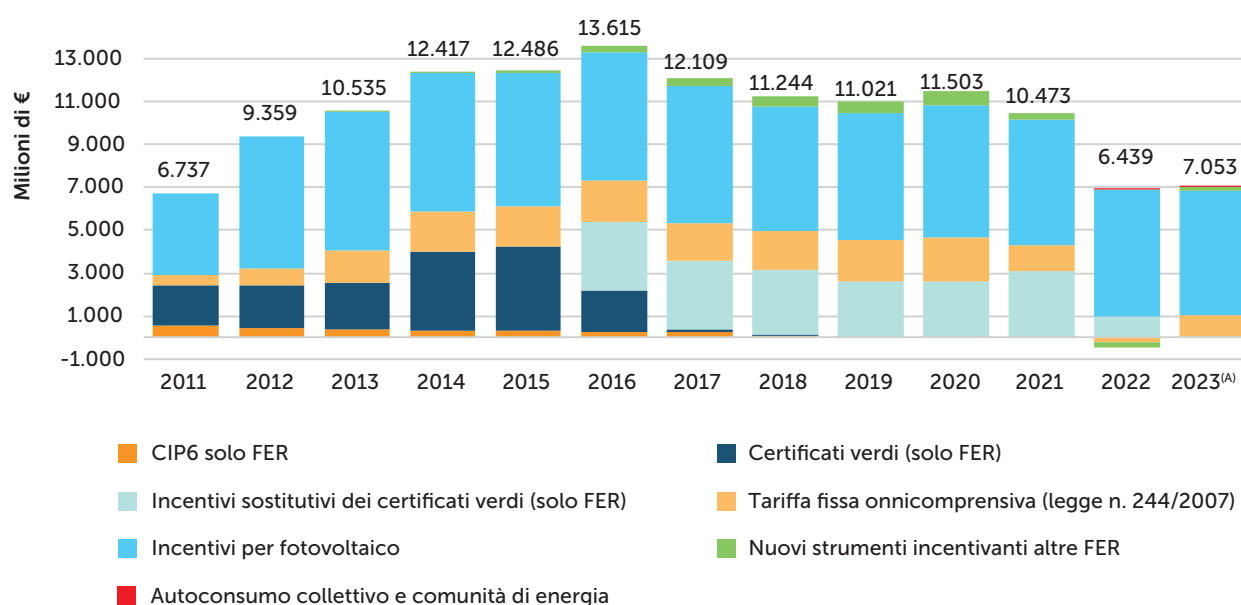
⁸ A eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

- per la quota di energia elettrica prodotta e consumata in sito (premio addizionale pari a 10 €/MWh) nel caso di impianti di produzione di potenza fino a 100 kW su edifici, a condizione che l'energia elettrica autoconsumata su base annua sia superiore al 40% della produzione netta dell'impianto.

Il costo annuale per la collettività dei più recenti strumenti incentivanti dipende, oltre che dalla quantità di energia elettrica incentivata, anche dai prezzi medi di mercato dell'anno medesimo; tale costo può anche diventare negativo.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono quindi essere schematizzati secondo la suddivisione sopra descritta. La figura 2.3 evidenzia gli oneri derivanti dalle incentivazioni alle fonti rinnovabili, espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

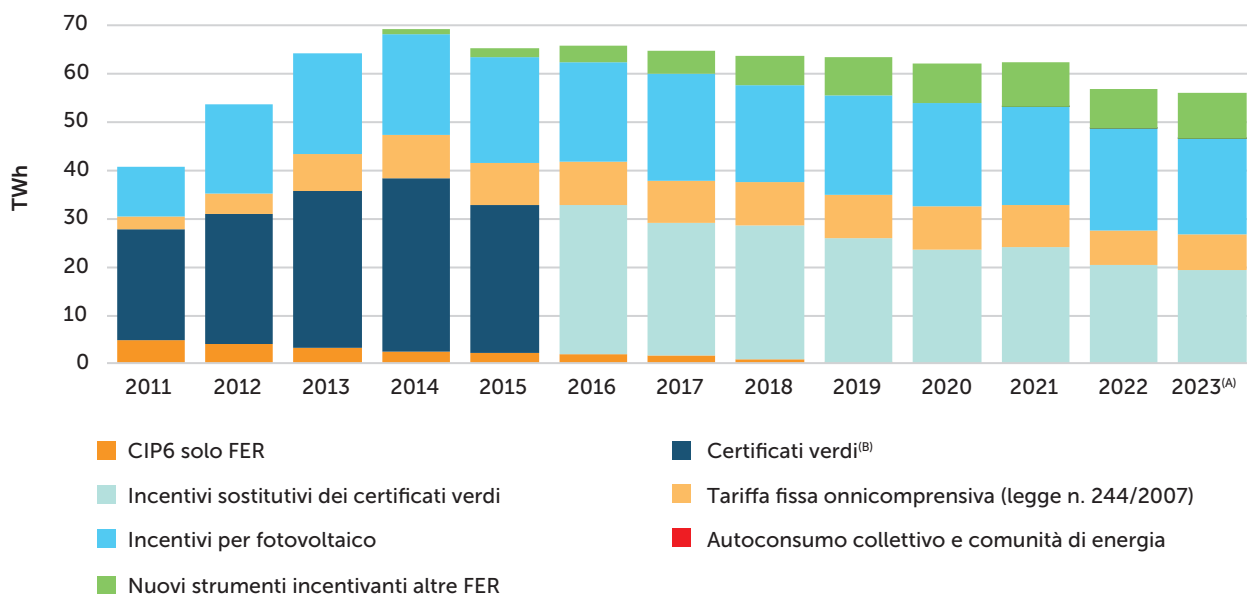
FIG. 2.3 Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (milioni di euro)



(A) I dati relativi al 2023 sono preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Complessivamente, nel 2023 l'incentivazione delle fonti rinnovabili è costata circa 7 miliardi di euro, in aumento rispetto all'anno precedente quando, per effetto degli elevati prezzi di mercato dell'energia elettrica e dei meccanismi di funzionamento degli incentivi descritti, il costo di alcuni strumenti incentivanti si è annullato. Le risorse per il sostegno alle fonti rinnovabili sono in generale poste a valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_{SOS} . A valere sul Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate sono posti anche i costi relativi ai regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto). Nel periodo compreso tra il 1° ottobre 2021 e il 31 marzo 2023 tali costi sono stati posti a carico della fiscalità generale.

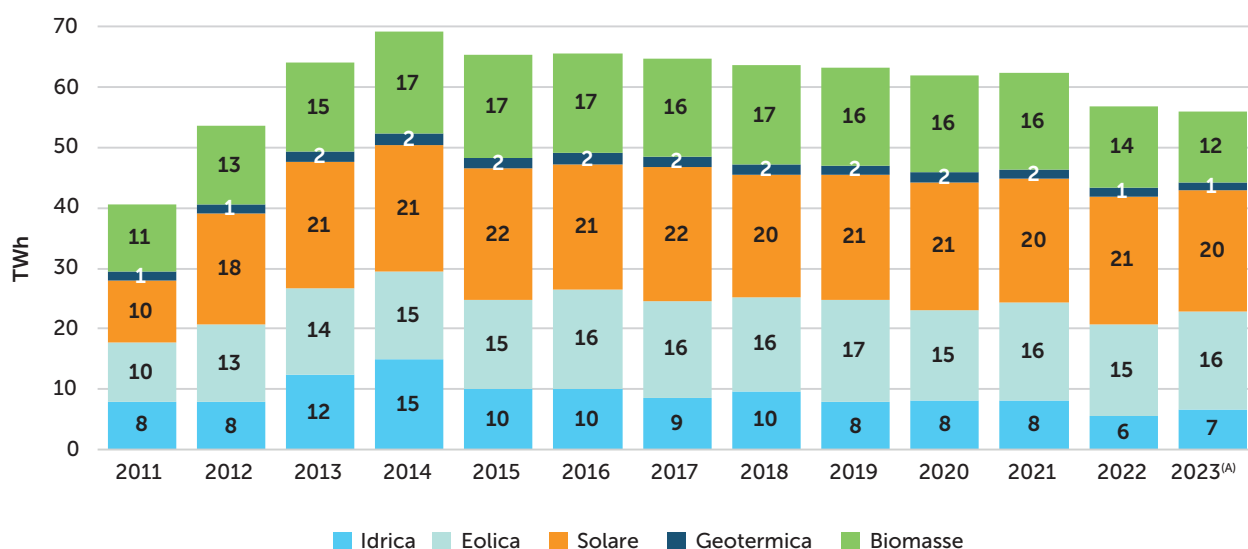
FIG. 2.4 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante


(A) I dati relativi al 2023 sono preconsuntivi.

(B) In relazione ai certificati verdi, non è possibile associare direttamente la quantità di energia elettrica incentivata in un dato anno con i relativi costi per il medesimo anno perché i certificati verdi emessi ogni anno sono validi per i successivi tre anni.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Nel 2023 gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica pari a circa 56 TWh, il 36% della quale è stata prodotta da impianti fotovoltaici, il 29% da impianti eolici, il 21% dalle biomasse, il 12% attraverso impianti idrici e, infine, il 2% dalla fonte geotermica (Fig. 2.5). Rispetto al 2022, l'idrico e l'eolico hanno registrato un aumento, rispettivamente di 1,2 e 0,9 TWh, mentre le altre fonti hanno registrato un calo. In particolare, è diminuita la produzione incentivata proveniente da biomasse (-1,8 TWh) e quella da fonte solare (-1,1 TWh).

FIG. 2.5 Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte


(A) I dati relativi al 2023 sono preconsuntivi.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GSE.

Importazioni nette

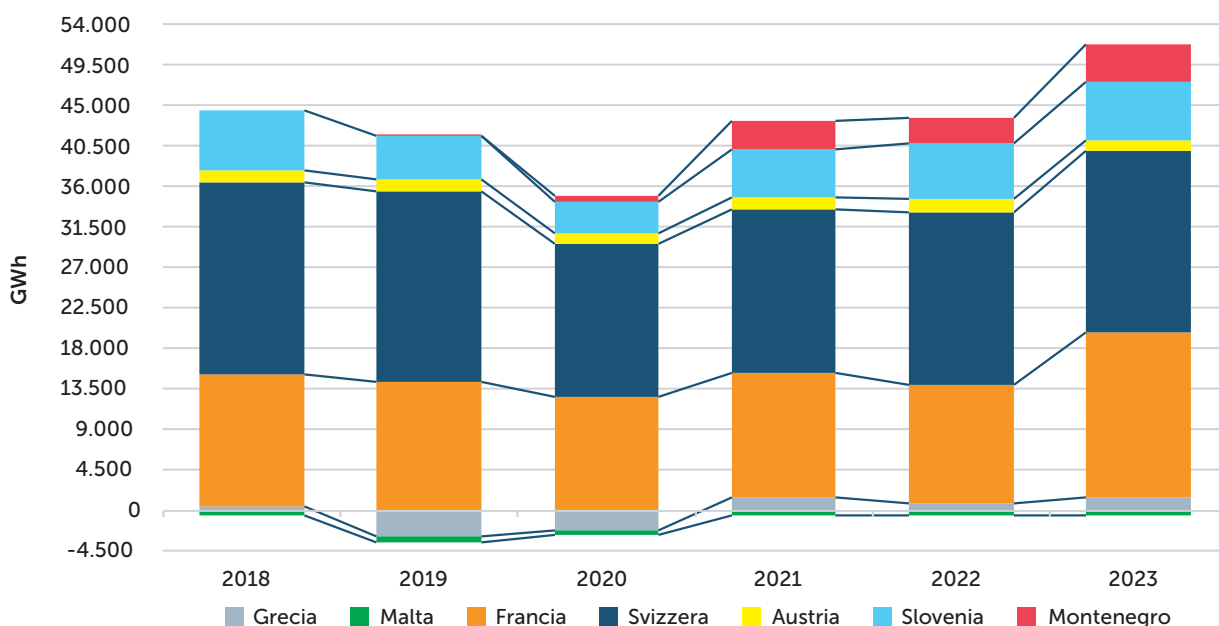
Come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2023 la richiesta di energia elettrica ha registrato una diminuzione di poco più del 3%. Nonostante il fabbisogno complessivo di elettricità si sia un po' ridotto, il saldo estero ha registrato un significativo aumento: le importazioni nette, infatti, sono salite a 51,2 TWh dai 43 TWh dell'anno precedente (+8,2 TWh). Conseguentemente, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è nettamente cresciuta dal 13,6% del 2022 al 16,8%, il valore più alto dall'inizio del secolo.

Nel 2023 le importazioni sono cresciute di circa 7,1 TWh rispetto all'anno precedente, essendo passate da 47,4 a 54,5 TWh (+15%). Poiché, al contempo, le esportazioni sono diminuite in misura percentualmente più elevata (-24,6%, da 4,4 a 3,3 TWh), l'incremento del saldo estero è risultato amplificato: rispetto al 2022, infatti, l'elettricità estera entrata nel sistema italiano è aumentata del 19%.

Il ricorso alle importazioni è cresciuto per la necessità di soddisfare la domanda a fronte di una minore copertura della produzione nazionale che, nei dati provvisori diffusi da Terna, ha registrato una flessione maggiore (-6,4%) di quella del fabbisogno (-2,8%). Nel 2023 la generazione nazionale, infatti, ha visto il venir meno di una parte della produzione da carbone come conseguenza del termine delle iniziative di massimizzazione dell'utilizzo delle centrali a carbone (attivate come risposta alla crisi gas), oltre che una riduzione della termoelettrica da gas.

In corso d'anno, inoltre, le importazioni hanno potuto beneficiare della ripresa della produzione nucleare francese dopo il blocco del 2022. Infatti, rispetto al 2022, nel 2023 abbiamo importato circa 5 TWh in più dalla Francia, quasi 1.000 GWh in più dalla Svizzera, 1,3 TWh dal Montenegro, 657 GWh dalla Grecia e 294 GWh dalla Slovenia, anche per compensare il calo dei volumi provenienti dall'Austria, dovuto in parte al blocco dell'interconnessione verso tale paese per quasi un mese e mezzo.

FIG. 2.6 *Importazioni nette di energia elettrica per frontiera*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna (provvisori per l'ultimo anno).

In conseguenza delle variazioni nei volumi, sono leggermente mutate rispetto agli anni scorsi le quote di importazione: nel 2023 la Svizzera è rimasto il paese da cui proviene la maggior parte (39,5%) del nostro saldo estero, sebbene la quota sia diminuita di 5 punti percentuali rispetto al 2022 (Fig. 2.6). Un altro 36% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia (30,7% nel 2022), il 12,7% dalla Slovenia (14,4% nel 2022), l'8,1% proviene dal Montenegro (6,6% nel 2022), il 2,4% dall'Austria (3,5% nel 2022) e il 2,6% dalla Grecia (1,6% nel 2022).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia, la trasmissione elettrica avviene per mezzo di circa 75.450 km di linee e circuiti elettrici e oltre 900 stazioni di smistamento e di conversione (Tav. 2.11). Nel 2023 le imprese titolari di asset della Rete di trasmissione nazionale (RTN) sono otto, una in più rispetto al 2022. Oltre a Terna - Rete elettrica nazionale e Rete, la società del gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato italiano, sono presenti nella trasmissione elettrica: Seasm del gruppo A2A, Eneco Valcanale⁹, la società che ha realizzato un tronco di linea in alta tensione di collegamento con la rete nazionale austriaca APG (Austrian Power Grid), la società Terna Crna Gora controllata al 100% da Terna, nonché le società Monita Interconnector, la società Piemonte Savoia (Pi.Sa.), costituite da Terna per la realizzazione e la gestione di infrastrutture di interconnessione e, infine, la società Resia Interconnector, i cui asset fanno parte del collegamento di interconnessione con l'Austria entrato in esercizio nel dicembre 2023.

TAV. 2.11 Asset della Rete di trasmissione nazionale (dati al 31 dicembre dell'anno indicato)

OPERATORI, LINEE E STAZIONI	2019	2020	2021	2022	2023
Numero operatori di rete	11	11	8	7	8
LINEE					
Linee 380 kV (km)	11.211	11.225	11.315	11.349	11.372
Linee 220 kV (km)	10.817	10.825	11.061	11.079	11.100
Linee ≤ 150 kV (km)	48.938	48.913	50.263	50.135	50.183
Linee 500 kV a corrente continua (km)	1.480	1.480	1.490	1.490	1.490
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 320 kV a corrente continua (km)				95	190
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI^(A)					
Numero stazioni 380 kV	173	174	175	176	180
Numero stazioni 220 kV	154	151	155	154	155
Numero stazioni ≤ 150 kV	575	578	580	583	587

(A) Nel conteggio delle stazioni 380 kV e 220 kV sono incluse anche le stazioni di conversione dei collegamenti in corrente continua esistenti e assimilabili per livello di tensione.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

⁹ Eneco Valcanale, che possiede 6,6 km delle linee ≤ 150 kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nella RTN della *merchant line* Austria, così come previsto dal decreto di esenzione n. 290/ML/3/2010.

Per favorire lo sviluppo del mercato unico dell'energia elettrica nell'Unione europea e, quindi, il potenziamento della capacità di interconnessione tra i diversi paesi, la normativa comunitaria ha stabilito che possono partecipare alla realizzazione di infrastrutture di interconnessione con l'estero anche soggetti, distinti dai gestori delle reti, che siano disposti a finanziare specifiche interconnessioni in cambio dei benefici loro derivanti dall'ottenimento di un'esenzione dall'accesso di terzi sulla nuova capacità di trasporto che le infrastrutture rendono disponibile. La normativa italiana ha recepito le indicazioni europee nella legge 23 luglio 2009, n. 99 che ha affidato a Terna il compito di selezionare, sulla base di gare pubbliche, tali società. In questo quadro sono stati realizzati i collegamenti con il Montenegro, territorio con il quale l'interconnessione è entrata in esercizio nel dicembre 2019, con la Francia, paese verso il quale il collegamento HVDC Piossasco-Grand-Île è entrato in servizio nel novembre 2022 e con l'Austria, territorio verso il quale la costruzione dell'interconnessione è stata avviata alla fine del 2020.

La società Monita Interconnector è stata costituita per la realizzazione dell'elettrodotto Italia-Montenegro di cui ora gestisce la manutenzione e l'esercizio, ed è stata ceduta dal gruppo Terna a finanziatori privati alla fine del 2019 a fronte del pagamento di un corrispettivo annuale. Analogamente, la società Piemonte Savoia Pi.Sa. è titolare dell'autorizzazione per la realizzazione e per la gestione della *merchant line* del collegamento HVDC Piossasco-Grand-Île che collega l'Italia alla Francia, entrato in servizio nel novembre 2022; Terna ha ceduto anche tale società a finanziatori privati nel 2017 in accordo a quanto previsto dalla legge n. 99/2009.

Da ultimo, nel dicembre 2023 è entrato in esercizio il collegamento di interconnessione in corrente alternata con l'Austria. Il nuovo elettrodotto a 220 kV, lungo 28 chilometri, è stato realizzato interamente in cavo interrato e collega la stazione elettrica di Nauders, in Austria, con la stazione elettrica di Glorenza in val Venosta. L'opera consente a Italia e Austria di aumentare la capacità di interscambio elettrico di 300 MW, raddoppiando quella attuale; inoltre, permette di migliorare l'efficienza e l'affidabilità della rete elettrica, con conseguente incremento della qualità e della continuità della fornitura. Per la parte italiana, l'intervento, che rientra nel quadro normativo definito dall'art. 32 della legge n. 99/2009, è stato promosso dalla società Resia con cui Terna ha sottoscritto un *framework* contrattuale a titolo oneroso che ne regola la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione.

Gli asset nelle proprietà di Monita Interconnector, di Pi.Sa. e di Resia Interconnector godono di un periodo di esenzione all'accesso dei terzi della durata di dieci anni a partire dall'entrata in esercizio commerciale della *merchant line*, in virtù di decreti di esenzione emanati dal Ministero dello sviluppo economico e dal Ministero per la transizione ecologica (oggi Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)¹⁰; al termine del periodo di esenzione, la titolarità della porzione di rete oggetto dell'esenzione e ricadente in territorio italiano dovrà essere trasferita a Terna.

Il gruppo Terna possiede quasi interamente le infrastrutture di trasmissione che fanno parte dell'RTN (elettrodotti nazionali e stazioni elettriche). La partecipazione di controllo del 29,851% di Terna è detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹¹. L'unico altro azionista rilevante è, da febbraio 2024, Blackrock Inc., una società di gestione degli investimenti americana, che possiede una quota del 5,082%. A parte la quota statale (per il tramite di CDP Reti), il restante 70,15% del capitale appartiene al mercato, di cui il 56,3% è posseduto da investitori istituzionali. Considerando tutti gli azionisti, nel febbraio 2024 le azioni di Terna sono detenute per

10 Decreto direttoriale n. 290/ML/7/2019 del 5 settembre 2019 di esenzione dalla disciplina sull'accesso dei terzi per quota parte della totale capacità generata dalla linea di interconnessione Villanova (PE) – Lastva (Montenegro), e decreto direttoriale 20 luglio 2016 n. 290/ML/6/2016 di esenzione per la "linea privata" di interconnessione di Piossasco (Italia)-Grand-Île (Francia) e decreto direttoriale 18 maggio 2021 di esenzione per una quota di potenza pari a 150 MW relativamente alla porzione italiana dell'interconnector Italia – Austria denominato "Interconnector Passo Resia".

11 Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società controllata da State Grid Corporation of China e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

il 48,1% da azionisti italiani e per il restante 51,9% da investitori esteri, localizzati prevalentemente negli Stati Uniti e in Canada (21,9%), in Europa (17,3%), nel Regno Unito e in Irlanda (8%).

Relativamente alla composizione complessiva degli impianti di trasmissione elettrica, nel corso del 2023 si sono registrate lievi variazioni delle linee: quelle a 380 kV sono aumentate di 23 km, quelle a 220 kV sono aumentate di 21 km, quelle con tensione inferiore a 150 kV sono cresciute di 48 km; nel caso delle linee in corrente continua si rileva solo il raddoppio (+95 km) delle linee a 320 kV. Rispetto al 2022 è aumentato anche il numero delle stazioni: 4 in più tra quelle a 380 kW, 1 in più tra quelle a 220 kV e 4 in più tra quelle inferiori a 150 kV.

La capacità italiana di interconnessione con l'estero è principalmente collocata sulla frontiera Nord del territorio nazionale e collegata con i quattro paesi confinanti: Francia, Svizzera, Austria e Slovenia. La nuova interconnessione in corrente alternata con l'Austria ha fatto crescere il valore nominale complessivo della capacità di scambio (*Net transfer capacity* – NTC) in inverno sulla frontiera Nord da 10.135 a 10.435 MW in ingresso (importazione) e da 4.565 a 4.665 MW in uscita (esportazione). Analogamente, le capacità estive, per l'importazione e per l'esportazione, sono aumentate nella stessa misura: +300 MW in ingresso e + 100 MW in uscita (Tav. 2.12).

I valori della capacità NTC esposti nella tavola sono valutati di concerto con i gestori delle reti confinanti e sono validi per le ore di picco (dalle 7:00 alle 23:00) dei giorni dal lunedì al sabato. Nelle ore *off-peak* – dalle 23 alle 7 di tutti i giorni e per l'intera durata dei giorni festivi – la capacità d'importazione NTC sulla frontiera Nord si riduce leggermente a 9.620 MW in inverno e a 8.300 MW in estate (rispettivamente, la capacità scende del 7,8% in inverno e del 6,8% in estate). La capacità di scambio totale, tuttavia, comprende anche 500 MW da/verso la Grecia, nonché 600 MW da/verso il Montenegro.

TAV. 2.12 Capacità di interconnessione con l'estero (in MW; capacità nei giorni da lunedì a sabato e nelle ore di picco (7:00-23:00))

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Francia	4.350	4.485	4.485	3.900	4.044	4.044
Svizzera	4.240	4.572	4.572	3.420	3.747	3.747
Austria	315	325	625	270	280	580
Slovenia	730	753	753	515	534	534
Totale Frontiera Nord	9.635	10.135	10.435	8.105	8.605	8.905
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE IMPORTAZIONE	10.735	11.235	11.535	9.205	9.705	10.005
Francia	1.995	1.995	1.995	1.870	1.870	1.870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	100	200	80	80	180
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Totale Frontiera Nord	4.565	4.565	4.665	4.010	4.010	4.110
Grecia	500	500	500	500	500	500
Montenegro	600	600	600	600	600	600
TOTALE ESPORTAZIONE	5.665	5.665	5.765	5.110	5.110	5.210

In quanto *Transmission System Operator* italiano, Terna è responsabile della pianificazione degli interventi di sviluppo della rete elettrica nazionale ed è tenuta a sviluppare la capacità di interconnessione con i sistemi elettrici degli altri paesi. Come si è appena visto, l'Italia è interconnessa elettricamente con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia, il Montenegro e la Grecia attraverso 30 linee di interconnessione. Relativamente ai progetti di sviluppo dell'interconnessione con l'estero, Terna deve definirne le linee tenendo conto della necessità di potenziamento delle reti nel rispetto delle condizioni di reciprocità con gli Stati esteri e delle esigenze di sicurezza del servizio, oltre che degli eventuali progetti realizzati da soggetti privati.

Nell'agosto 2023 in Corsica, e in Italia subito dopo¹², è stato autorizzato il progetto definitivo del collegamento ad altissima tensione in corrente continua (HVDC) SA.CO.I.3, che consiste nel rinnovo e ammodernamento dell'attuale collegamento (denominato SA.CO.I.2) tra la Sardegna, la Corsica e la penisola italiana, che consentirà di utilizzare una capacità di trasporto complessiva fino a 400 MW. Terna ha previsto un investimento di circa un miliardo di euro per quest'opera che ha ricevuto anche un contributo di 200 milioni di euro nell'ambito del PNRR. Il collegamento originale tra la Sardegna e la Toscana entrò in servizio alla fine degli anni '60 e fu il primo collegamento ad alta tensione a 200 kV in corrente continua al mondo. Il rinnovo dell'opera, inserita dal 2017 nella terza lista dei Progetti di interesse comune della Commissione europea, recentemente rinnovata, prevede la realizzazione di due nuove stazioni di conversione adiacenti alle esistenti (una a Codrongianos, in Provincia di Sassari, e una a Suvereto, in Provincia di Livorno), la posa di nuovi cavi sottomarini per una lunghezza totale di 120 km e di cavi interrati per 20 km dagli approdi alle stazioni elettriche utilizzando, dove possibile, l'infrastruttura esistente. L'entrata in servizio del SA.CO.I.3 è prevista nel 2029.

Relativamente allo sviluppo di infrastrutture verso l'estero è da segnalare anche il progetto ELMED, il collegamento da 500 kV in corrente continua HVDC che collegherà l'Italia, (o, più precisamente la stazione elettrica di Partanna, in Provincia di Trapani) e la Tunisia, nella località di Capo Bon, permettendo uno scambio di potenza fino a 600 MW. Il progetto prevede un'interconnessione lunga circa 230 km, di cui 200 circa in cavo sottomarino, la cui entrata in esercizio è prevista per il 2028. Dal 2017 ELMED è stato riconosciuto come progetto infrastrutturale transfrontaliero strategico per l'Unione europea ed è stato identificato come Progetto di interesse comune (PCI) dalla Commissione europea. ELMED è infatti presente anche nella sesta lista PCI/PRI dei Progetti di interesse comune (PCI) e dei Progetti di reciproco interesse (PRI), adottata nel novembre 2023¹³ dalla Commissione europea, lista che si rinnova ogni due anni con l'obiettivo di integrare i mercati europei dell'energia e diversificare le fonti. In quella adottata lo scorso anno, i progetti elettrici sono la metà (85 su 166); tra i PRI ve ne sono 10 che includono le interconnessioni elettriche con il Regno Unito, i Balcani occidentali e i paesi del Nord Africa.

Nel giugno del 2023 la Banca mondiale ha approvato un finanziamento di 268,4 milioni di dollari alla Tunisia per il progetto ELMED, per la realizzazione della stazione di conversione e per le operazioni di rinforzo della rete tunisina funzionali all'esercizio dell'interconnessione. Nell'agosto del 2023 Terna e il gestore della rete tunisina, la società STEG, hanno firmato con la Commissione europea il *Grant Agreement* che ha stanziato un finanziamento di 307 milioni di euro per il collegamento tra Italia e Tunisia. Per la prima volta i fondi comunitari *Connecting Europe Facility* sono stati assegnati a un'opera infrastrutturale sviluppata da uno Stato membro e da uno Stato terzo. Nello stesso periodo Terna ha anche stipulato con STEG il *Consortium Agreement*, cioè l'insieme delle regole e delle procedure che riguardano la gestione e il governo del progetto.

¹² Con il decreto direttoriale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 239/EL-430/390/2023 del 22 settembre 2023.

¹³ L'elenco dei Progetti di interesse comune (PCI) e dei Progetti di reciproco interesse (PRI) – sesta lista PCI/PRI – è stato adottato secondo le nuove regole in data 28 novembre 2023 e pubblicato con atto delegato della Commissione UE in data 8 aprile 2024.

Per quanto riguarda i progetti di sviluppo interni, invece, va evidenziato che nel settembre 2023 il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha rilasciato l'autorizzazione¹⁴ anche per il progetto definitivo del secondo tratto del Tyrrhenian Link, il collegamento tramite cavo sottomarino in corrente continua, tra Sardegna, Sicilia e Campania di circa 970 km di lunghezza e 1.000 MW di potenza. Il Tyrrhenian Link collegherà Campania, Sicilia e Sardegna attraverso due linee elettriche sottomarine di 1.000 MW in corrente continua. L'intero progetto è stato suddiviso in Tratta Est (Campania-Sicilia, autorizzata dal Ministero nel settembre 2022¹⁵) e Tratta Ovest (Sicilia-Sardegna). Essendo composta di due tratte, l'opera prevede date di entrata in esercizio progressive, il cui completamento è atteso entro il 2028. Attualmente, è stata completata sulla Tratta Est la progettazione esecutiva del tracciato terrestre lato Sicilia e la *survey* marina di dettaglio, mentre per la Tratta Ovest sono in corso la progettazione esecutiva dei collegamenti, la progettazione delle stazioni di conversione e le analisi sui rinvenimenti archeologici nell'area.

A fine gennaio 2023, subito dopo l'approvazione da parte del proprio Consiglio di amministrazione, Terna ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il Piano di Sviluppo 2023, sul quale l'Autorità ha avviato la consultazione nell'agosto 2023. Come largamente descritto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, questo nuovo Piano, che segue il Piano di sviluppo 2021 approvato con decreto ministeriale 22 dicembre 2023, n. 435, si propone di garantire uno sviluppo sostenibile della Rete di trasmissione nazionale (RTN), sostenendo la transizione energetica e il *phase out* del carbone, e contiene gli investimenti che Terna dovrà realizzare per garantire l'efficienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi individuati e previsti dal pacchetto *Fit-for-55* adottato dall'Unione europea (cioè -55% delle emissioni di CO₂ al 2030 rispetto ai valori del 1990 e una quantità di energia prodotta in Italia da fonti energetiche rinnovabili pari ad almeno il 65% dei consumi finali). Per ulteriori dettagli si rimanda alla *Relazione Annuale* dello scorso anno.

Per raggiungere tali obiettivi, il Piano di Sviluppo 2023 prevede, in aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di Sviluppo 2021, il lancio di progetti innovativi denominati *Hypergrid*, per circa 11 miliardi di euro, determinando – nell'orizzonte decennale considerato dal Piano (2023-2032) – un valore complessivo di investimenti per oltre 21 miliardi di euro. I progetti *Hypergrid*, che costituiscono la principale novità del Piano, sono progetti innovativi che prevedono l'ammodernamento di elettrodotti già esistenti e la realizzazione di nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV, per aumentare le prestazioni di queste linee, riducendo al minimo il loro impatto ambientale, e per trasferire sempre più potenza generata dalle fonti rinnovabili nel Sud Italia verso le zone di carico del Nord.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2022 risultavano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 119 distributori elettrici; solo uno di loro non ha risposto all'Indagine annuale dell'Autorità¹⁶.

Rispetto al 31 dicembre 2022, si contano quattro distributori in meno per via di operazioni societarie che sono avvenute nel corso dell'anno e che hanno interessato tre comuni e la società Odoardo Zecca. Più in dettaglio, nel corso del 2023 i Comuni di Tires (BZ), Cavalese (TN) e Francavilla di Sicilia (ME) hanno ceduto il ramo azien-

¹⁴ Decreto direttoriale n. 239/EL-526/389/2023 del 5 settembre 2023.

¹⁵ Decreto n. 239/EL486/368/2022 del 19 settembre 2022.

¹⁶ Si tratta di un ente comunale molto piccolo che gestisce il servizio nel suo territorio.

dale relativo alla distribuzione elettrica rispettivamente alle società Edyna, Set Distribuzione ed e-distribuzione. Anche la società Odoardo Zecca dal 1° luglio 2023 ha ceduto l'attività all'impresa Distribuzione Elettrica Adriatica, acquisendo in cambio il 34% delle quote del suo capitale sociale.

L'anno prossimo il numero dei distributori diminuirà di almeno altre tre unità, in quanto a fine anno anche i Comuni di Chiomonte (TO) e Magliano di Tenna (FM), oltre alla società Energie Offida hanno ceduto l'attività. Il Comune di Chiomonte l'ha ceduta a e-distribuzione, mentre il Comune di Magliano di Tenna e la società Energie Offida hanno passato l'attività a Distribuzione Elettrica Adriatica.

Nel 2023 sono stati complessivamente erogati 250 TWh, 7,3 in meno rispetto al 2022. Come lo scorso anno, la riduzione del 2,8% è stata accompagnata da un incremento molto lieve dei punti di prelievo (+0,4%), cresciuti di circa 137.000 unità, come si vede nella tavola 2.13 che riporta il numero di distributori che hanno risposto all'indagine, suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, nonché i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe a partire dal 2018.

I primi 10 distributori, quelli con più di 100.000 utenti, servono il 98,5% dei clienti totali ed erogano una quota analoga (98,3%) dell'energia elettrica prelevata dalle reti di distribuzione. I restanti 108 operatori della distribuzione erogano solo l'1,5% di tutta l'energia prelevata dalle reti di distribuzione.

Il volume medio distribuito per operatore si è attestato a 2.118 GWh, in leggero aumento (0,5%) rispetto ai 2.108 GWh dell'anno precedente. Per effetto della riduzione del numero di operatori e dell'incremento degli utenti, il numero medio di utenti serviti da ciascun operatore è cresciuto da poco meno di 304.000 a 315.000 unità (+3,8%).

La classe di distributori con un numero di utenti compreso tra 50.000 e 100.000 quest'anno include un operatore in più, per l'ingresso della società Distribuzione Elettrica Adriatica, che, anche grazie alle nuove acquisizioni descritte poc'anzi, è salita dalla classe inferiore in cui era collocata nel 2022. Di conseguenza la classe dei distributori medi (20.000-50.000 utenti) è diminuita di una unità. L'uscita della società Odoardo Zecca ha fatto diminuire la classe dei medio-piccoli (5.000-20.000 utenti) di una unità. La classe dei piccoli (1.000-5.000 utenti) è diminuita di tre unità per l'uscita dei Comuni di Cavalese e di Francavilla di Sicilia, che hanno ceduto il ramo d'azienda, e l'uscita del Comune di Ussita, passato nella classe inferiore.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono: e-distribuzione (ex Enel Distribuzione), Unareti (ex A2A Reti Elettriche), Areti (ex Acea Distribuzione), e iReti, che ha assorbito le attività elettriche prima di competenza delle società Iren Emilia e Aem Torino Distribuzione. Tutti gli operatori hanno cambiato nome nel 2016 per adempiere alle disposizioni sull'*unbundling* funzionale, che ha obbligato le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato, impegnato anche in attività di commercializzazione, a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, di marchio e di politiche di comunicazione. A parte e-distribuzione, la cui dimensione è largamente superiore alle altre, le altre 3 società servono in media 1,2 milioni di utenti e distribuiscono il 9% circa di tutta l'energia elettrica.

TAV. 2.13 Attività dei distributori elettrici dal 2018

DISTRIBUTORI ^(A) PER NUMERO DI CLIENTI SERVITI	2018	2019	2020	2021	2022	2023
NUMERO	127	126	126	123	122	118
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	2	2	2	1	2
Tra 20.000 e 50.000	9	9	9	9	9	8
Tra 5.000 e 20.000	19	19	19	19	19	18
Tra 1.000 e 5.000	39	38	38	37	38	35
Fino a 1.000	47	48	48	46	45	45
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	267.942	268.685	248.550	263.651	257.236	249.949
Oltre 500.000	252.199	253.082	233.818	248.390	242.084	235.073
Tra 100.000 e 500.000	10.590	10.522	9.874	10.131	11.252	11.136
Tra 50.000 e 100.000	1.481	1.403	1.359	1.495	314	739
Tra 20.000 e 50.000	1.834	1.821	1.734	1.809	1.756	1.406
Tra 5.000 e 20.000	1.155	1.192	1.132	1.181	1.167	982
Tra 1.000 e 5.000	537	524	504	515	543	494
Fino a 1.000	146	141	129	130	120	118
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.851	36.794	36.830	36.933	37.066	37.203
Oltre 500.000	34.866	34.809	34.841	34.937	35.065	35.175
Tra 100.000 e 500.000	1.284	1.287	1.290	1.296	1.376	1.387
Tra 50.000 e 100.000	137	137	137	138	63	120
Tra 20.000 e 50.000	266	267	267	267	270	251
Tra 5.000 e 20.000	179	181	183	183	182	164
Tra 1.000 e 5.000	98	91	91	91	90	85
Fino a 1.000	22	22	22	21	20	20

(A) I valori si riferiscono agli operatori che hanno risposto alle varie edizioni dell'Indagine annuale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche le grandi imprese di distribuzione (da 100.000 a 500.000 utenti) sono sempre le stesse, vale a dire Edyna (nata dalla fusione delle due società di distribuzione dell'energia elettrica altoatesine Aew Reti e Selnet), Set Distribuzione (società trentina del gruppo Dolomiti Energia), Inrete Distribuzione Energia, la società costituita da Hera per gestire l'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica che opera principalmente in Emilia-Romagna, V-Reti (ex Megareti del gruppo veneto Agsm Aim), Deval (che opera in Valle d'Aosta e fa parte del gruppo CVA) e AcegasApsAmga (che opera nel Nord-Est e fa parte del gruppo Hera). In media queste sei società servono circa 230.000 utenti e distribuiscono il 4,5% di tutta l'elettricità italiana.

I dati relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.14), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, risultano leggermente cambiati rispetto al 2022. La cessione della distribuzione da parte dei Comuni di Cavalese e di Villafranca di Sicilia ha fatto scendere l'incidenza degli enti pubblici dal 32,7% al 30,6%. In prima posizione restano le persone fisiche alle quali appartiene il 43,4% delle quote delle imprese di distribuzione. Quote significative sono possedute anche da società diverse (12,4%) e dalle imprese energetiche nazionali (7,5%). La quota relativa alle imprese energetiche locali è del 6%.

Circa la natura giuridica dei distributori elettrici, si osserva come oltre metà delle società che svolgono la distribuzione siano organizzate in forma cooperativa (28%) o in società per azioni (26%), che costituiscono le forme predominanti; le società a responsabilità limitata e gli enti pubblici rappresentano, rispettivamente, il 22% e il 17% dei distributori; il restante 7% si divide tra altre forme.

TAV. 2.14 *Composizione societaria dei distributori*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2022	2023
Persone fisiche	42,3%	43,4%
Enti pubblici	32,7%	30,6%
Società diverse	10,9%	12,4%
Imprese energetiche nazionali	8,1%	7,5%
Imprese energetiche locali	5,9%	6,0%
Istituti finanziari nazionali e altri	0,1%	0,1%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023 la lunghezza delle reti di distribuzione elettrica è cresciuta di quasi 5.600 km, di cui circa 2.600 in bassa tensione e circa 2.900 in media tensione, mentre le reti in alta o altissima tensione sono sostanzialmente rimaste invariate (+18 km). Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.287.100 di km di reti, la maggior parte delle quali (69%) è in bassa tensione (Tav. 2.15).

Tradizionalmente, il numero dei distributori che operano in Trentino-Alto Adige è molto più elevato che nelle altre regioni: 57 imprese che gestiscono il 2,3% dell'estensione della rete di distribuzione nazionale. Le altre regioni con un elevato numero di distributori, seppure ben distante da quello del Trentino-Alto Adige, sono Lombardia (11 distributori) e Sicilia (10 distributori), Piemonte (8 distributori) e Marche (7 distributori). Relativamente agli asset di distribuzione, è da segnalare anche che nel corso del 2023 edistribuzione ha acquisito da A2A circa 63 km di rete in media tensione e altre pertinenze strumentali all'esercizio dell'attività di distribuzione di energia elettrica in Lombardia (nelle aree della Valtellina in cui e-distribuzione è concessionaria).

TAV. 2.15 *Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2023 (km)*

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	66.164	29.990	37	8
Valle d'Aosta	2.939	1.634	57	2
Lombardia	89.411	44.096	46	11
Trentino-Alto Adige	19.827	9.243	175	57
Veneto	64.214	28.422	48	2
Friuli-Venezia Giulia	16.187	8.694	4	5
Liguria	22.309	7.300	0	2
Emilia-Romagna	70.389	34.042	36	3
Toscana	60.878	27.618	0	2
Umbria	20.569	9.147	0	2

(segue)

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DI DISTRIBUTORI ^(A)
Marche	30.020	12.113	0	7
Lazio	70.887	30.614	481	6
Abruzzo	27.086	10.571	0	5
Molise	8.311	3.786	0	1
Campania	64.145	26.752	0	4
Puglia	65.898	33.352	4	3
Basilicata	15.605	10.527	1	1
Calabria	45.805	19.080	0	1
Sicilia	82.992	37.652	4	10
Sardegna	39.007	18.938	0	3
ITALIA	882.643	403.572	894	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

L'ordinamento per quantità di energia erogata delle maggiori società di distribuzione, cioè quelle con più di 50.000 GWh distribuiti (Tav. 2.16) non è cambiato rispetto al 2022: edistribuzione (gruppo Enel) è l'operatore principale, con la quota dell'85,1% dei volumi complessivamente distribuiti e la medesima quota in termini di utenti serviti. Seguono: Unareti (gruppo A2A) con il 4,1%, Areti (gruppo Acea) con il 3,6%, iReti (gruppo Iren) con l'1,1% e V-Reti (gruppo Agsm Aim) con l'1%. Tutti gli altri distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

Nel dettaglio, sempre in termini di volumi distribuiti, le quote dell'impresa maggiore, edistribuzione, sono dell'86,1% nel domestico e dell'84,8% nel non domestico. Raggiungono quote superiori all'1% nel domestico anche Areti (4,6%), Unareti (3,0%) e iReti (1,5%); nel non domestico, in ordine, vi sono Unareti (4,4%), Areti (3,3%), iReti, V-Reti ed Edyna (entrambe all'1,2%) e Set Distribuzione (1%).

L'80,9% dei punti di prelievo allacciati alle reti di distribuzione è domestico, mentre il rimanente 19,1% è costituito da utenti non domestici. Emergono risultati opposti se si considerano i prelievi di energia che per il 22,5% sono effettuati da domestici e per il restante 77,5% da utenti non domestici. I distributori per i quali l'incidenza dei consumi non domestici è più elevata sono, come lo scorso anno, V-Reti ed Edyna (87% circa), Deval (84,2%) e Unareti (83,4%). All'opposto, AcegasApsAmga, Areti, iReti ed e-distribuzione presentano una quota di volumi prelevata dagli utenti domestici superiore alla media (rispettivamente, il 29,4%, il 29,2%, il 26,6% e il 22,8%).

TAV. 2.16 *Distribuzione di energia elettrica delle maggiori società di distribuzione nel 2023 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)*

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
e-distribuzione	48.452	25.633	164.278	6.009	212.729	31.642
Unareti	1.692	968	8.496	199	10.189	1.166
Areti	2.603	1.358	6.298	306	8.900	1.664
iReti	866	568	2.389	135	3.255	703
V-Reti	357	190	2.349	55	2.706	245
Edyna	331	178	2.285	62	2.617	240
Set Distribuzione	390	276	1.860	67	2.250	343
Inrete Distribuzione Energia	372	204	1.621	61	1.993	265
Deval	132	105	706	26	838	130
AcegasApsAmga	215	132	517	32	732	164
Altri operatori	874	503	2.865	137	3.739	641
TOTALE	56.285	30.114	193.664	7.089	249.949	37.203

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione territoriale dei volumi distribuiti e dei punti di prelievo allacciati per settore di consumo (Tav. 2.17) resta relativamente stabile nel tempo.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si consuma complessivamente il 22,7% dell'energia elettrica distribuita in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,2% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10,3% del consumo nazionale, l'Emilia-Romagna, dove viene prelevato un altro 8,7%, il Piemonte (7,5%), il Lazio (7,6%), la Campania e il Lazio (in entrambe le regioni poco più del 6%) e la Sicilia (5,6%). Un quarto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni. I 57 distributori del Trentino-Alto Adige distribuiscono il 2,4% dell'elettricità nazionale al 2% dei punti di prelievo.

I dati regionali mostrano che la riduzione nazionale dei prelievi di elettricità rispetto a quelli del 2022 si è manifestata in tutti i territori, seppure con intensità differente: Valle d'Aosta e Umbria sono risultare le regioni con il calo più importante (-5%), ma anche in Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Toscana e Sardegna si è registrata una caduta significativa (-4%) e superiore alla media nazionale. Nelle restanti regioni i prelievi sono scesi dell'1% o del 2%.

TAV. 2.17 Distribuzione regionale di energia elettrica per settore di consumo nel 2023 (volumi in GWh e punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.758	2.339	14.983	549	18.741	2.888
Valle d'Aosta	141	109	727	27	868	136
Lombardia	9.234	4.971	47.628	1.063	56.861	6.035
Trentino-Alto Adige	914	567	5.057	166	5.971	733
Veneto	4.790	2.369	20.995	580	25.785	2.949
Friuli-Venezia Giulia	1.133	656	7.473	149	8.606	805
Liguria	1.392	1.040	4.179	248	5.571	1.288
Emilia-Romagna	4.294	2.297	17.549	603	21.843	2.900
Toscana	3.576	1.922	11.791	519	15.367	2.441
Umbria	807	429	3.689	113	4.496	542
Marche	1.307	753	4.670	203	5.977	956
Lazio	5.412	2.844	13.489	635	18.902	3.479
Abruzzo	1.118	727	4.014	158	5.132	885
Molise	244	172	1.008	37	1.252	209
Campania	4.928	2.312	10.795	543	15.723	2.855
Puglia	3.779	1.964	8.003	489	11.782	2.453
Basilicata	440	282	1.681	70	2.120	352
Calabria	1.836	1.032	2.941	213	4.777	1.245
Sicilia	5.156	2.432	8.947	530	14.102	2.962
Sardegna	2.026	896	4.045	194	6.071	1.090
ITALIA	56.285	30.114	193.664	7.089	249.949	37.203

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

A livello settoriale i prelievi di energia del settore non domestico hanno evidenziato una discesa leggermente inferiore a quelli del settore domestico: in media, infatti, i volumi domestici sono diminuiti del 3,2%, mentre quelli dei non domestici si sono ridotti del 2,7%. Spiccano, in particolare, le discese dei consumi domestici in Sicilia, in Friuli-Venezia Giulia, in Lombardia e in Sardegna (tra il 4% e il 5%), così come quelle dei clienti non domestici in Valle d'Aosta (5,8%), in Umbria (-5,4%), in Sardegna (-4,7%) e in Toscana (-4,2%). Da notare che i consumi non domestici sono invece aumentati in Trentino-Alto Adige (3,7%) e in Molise (0,8%), mentre sono rimasti invariati in Molise.

Nel 2023, quindi, la distribuzione ha servito 37,2 milioni di utenti: 30,1 milioni di punti domestici e 7,1 milioni di punti non domestici. In termini di energia prelevata, i volumi dei domestici sono scesi a 56,3 TWh dai precedenti 58 TWh, mentre quelli dei non domestici sono passati da 199,1 a 193,7 TWh. Diversamente dai volumi, gli utenti domestici hanno evidenziato una lieve crescita rispetto al 2022 (+0,6%), mentre i non domestici sono diminuiti (0,7%). A seguito di questi andamenti, nel 2023 il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è sceso a 1.869 kWh dai 1.942 kWh del 2022 (-3,8%), il valore più basso raggiunto dalla liberalizzazione del 2007. Il livello per-

sistentemente alto dei prezzi dell'elettricità, seppure in discesa rispetto ai massimi sperimentati nel 2022, così come la crescente e diffusa sensibilità sulle questioni ecologiche, hanno sicuramente influito sui consumi delle famiglie, spingendole verso una maggiore attenzione al risparmio di energia.

La tavola 2.18 presenta la spaccatura dei clienti domestici della distribuzione elettrica per classe di potenza impegnata e per la caratteristica della residenza anagrafica.

La maggioranza dei clienti domestici (79,4%) è residente e consuma l'87,5% di tutta l'elettricità distribuita alle famiglie. I clienti non residenti sono solo il 20,6% e la quota dei loro prelievi è pari al 12,5% del totale. La maggior parte dei punti di prelievo con uso domestico ha un contratto con potenza impegnata compresa tra 1,5 e 3 kW: essa rappresenta l'84,7% di tutti gli utenti domestici (divisi tra i residenti per il 68,2% e i non residenti per il 16,5%). I volumi di elettricità prelevati da tali clienti rappresentano il 74,8% del totale (anche qui divisi tra i residenti per il 67,1% e i non residenti per il 7,7%).

TAV. 2.18 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2023 per classe di potenza (volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia e prelievo medio in kWh)*

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	68	107	635
Da 1,5 a 3 kW	37.760	20.535	1.839
Da 3 a 4,5 kW	5.297	1.788	2.963
Da 4,5 a 6 kW	4.705	1.307	3.599
Da 6 a 10 kW	824	136	6.064
Da 10 a 15 kW	322	35	9.270
Oltre 15 kW	251	17	15.160
TOTALE RESIDENTI	49.225	23.924	2.058
NON RESIDENTI			
Fino a 1,5 kW	60	266	227
Da 1,5 a 3 kW	4.339	4.962	874
Da 3 a 4,5 kW	792	428	1.850
Da 4,5 a 6 kW	1.070	433	2.471
Da 6 a 10 kW	314	63	4.999
Da 10 a 15 kW	188	22	8.491
Oltre 15 kW	296	16	18.476
TOTALE NON RESIDENTI	7.060	6.190	1.140
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	56.285	30.114	1.869

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il secondo valore di potenza più diffuso tra le famiglie è quello tra 3 e 4,5 kW, che incide per il 7,4% dei punti di prelievo e per il 10,8% dei consumi complessivi. La potenza compresa tra 4,5 e 6 kW, necessaria soprattutto alla maggiore elettrificazione delle abitazioni (nelle quali siano presenti impianti di condizionamento, o impianti di riscaldamento a pompa di calore e/o altre tecnologie moderne, come i piani di cottura a induzione), riguarda il

5,8% degli utenti e assorbe il 10,3% di tutta l'energia distribuita al settore domestico. Le potenze superiori ai 3 kW stanno lentamente aumentando: nel 2020 i punti domestici con potenza tra 3 e 4,5 kW erano il 6%, mentre quelli tra 4,5 e 6 kW erano il 4,1% del totale.

Il prelievo medio delle famiglie italiane che, come già notato, è complessivamente pari a 1.869 kWh, presenta una rilevante differenziazione tra quello dei clienti residenti, che ammonta a 2.058 kWh, e quello dei clienti non residenti, che è ovviamente inferiore e pari a 1.140 kWh, entrambi comunque in diminuzione rispetto al 2022.

Nella classe di potenza più piccola (fino a 1,5 kW) la numerosità dei clienti non residenti (268.000 punti di prelievo) è più che doppia rispetto a quella dei residenti (109.000 punti). I prelievi, invece, risultano più elevati per le abitazioni di residenza (73 GWh) rispetto a quelli dei clienti non residenti (63 GWh). In questa classe ricade con molta probabilità gran parte delle cosiddette "secondo case", per le quali è sufficiente un basso livello di potenza e i consumi sono piuttosto ridotti; questo spiega la notevole differenza in questa classe tra i consumi medi dei residenti, pari a 668 kWh, e quelli dei non residenti, pari a 233 kWh.

La superiorità dei consumi medi dei residenti rispetto a quelli dei non residenti si osserva per tutte le classi di potenza, con l'eccezione dell'ultima. Infatti, nella classe di potenza 1,5-3 kW i 1.839 kWh dei clienti residenti si confrontano con gli 874 kWh dei non residenti. Nella classe 3,5-4,5 kW il consumo medio dei residenti è pari a 2.963 kWh, mentre quello dei non residenti è 1.850 kWh. Ancora, nella classe di potenza da 4,5 a 6 kW, abbastanza rilevante in termini di numerosità degli utenti, il consumo medio dei residenti risulta di 3.599 kWh a fronte dei 2.471 kWh dei non residenti. Nell'ultima classe di potenza, che accoglie i punti con potenza superiore a 15 kW, il consumo medio dei non residenti supera di 3.300 kWh quello dei residenti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.19), nonostante la discesa dei prelievi rispetto al 2022, le proporzioni tra i livelli di tensione si sono mantenute: come per gli anni scorsi, il 47% dei volumi distribuiti nel 2023 ha interessato la clientela allacciata in media tensione, il 18% quella allacciata in alta e altissima tensione e il restante 35% quella in bassa tensione. Quest'ultima tipologia, pur assorbendo solo poco più di un terzo dei volumi, riguarda ben il 98,6% dei punti di prelievo.

Come già in precedenza accennato, rispetto al 2022 i punti non domestici serviti sono diminuiti di circa 50.000 unità (-0,3%) e i volumi distribuiti hanno registrato un calo del 2,7%; di conseguenza, il volume medio unitario si è attestato a 27.319 kWh, valore inferiore del 2% rispetto a quello dello scorso anno (27.890 kWh). Il segmento della bassa tensione è quello che ha registrato la maggiore riduzione in termini di volumi prelevati (-3,7%) anche perché è praticamente l'unico in cui gli utenti sono diminuiti (-51.859 punti; -,7%). I prelievi dell'alta e altissima tensione sono rimasti stabili (+0,2%) e i punti sono aumentati del 5,4%. Le utenze allacciate in media tensione hanno evidenziato, invece, un significativo calo dei prelievi (-3,2%), ma un aumento dei punti di prelievo (1,5%).

Nel 2023 la quota di utenti serviti in bassa tensione dotati di un misuratore elettronico programmato orario è notevolmente cresciuta, arrivando al 73% dal 33% del 2022. Ciò è in linea con l'avanzamento dei piani di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G presentati dalle principali imprese distributrici e approvati dall'Autorità¹⁷. Le utenze servite in media o alta tensione sono invece pressoché completamente dotate di tale strumento. Il

¹⁷ Per maggiori dettagli si rimanda alla pagina www.arera.it del sito internet dell'Autorità.

73,2% dei punti allacciati in alta o altissima tensione è in realtà un "produttore puro", nel senso che preleva energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari. Tale percentuale si riduce al 7,4% nel caso delle utenze in media tensione e sostanzialmente si annulla (0,2%) nei punti in bassa tensione. La quota dei punti di immissione allacciati in alta o altissima tensione sta diminuendo: nel 2021 era del 77%, nel 2022 era al 76%.

TAV. 2.19 *Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2023 per livello di tensione e tipologia di utenza (volumi in GWh)*

LIVELLO DI TENSIONE E TIPO DI UTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	PUNTI DI IMMISSIONE ^(B)
Bassa tensione	67.783	6.987.108	5.126.552	11.593
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	13	4	0
Punti di emergenza	1	2	2	0
Illuminazione pubblica	3.619	284.208	111.924	4
Altri usi	64.163	6.702.885	5.014.622	11.589
Media tensione	90.129	100.832	100.677	7.500
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	117	35	35	0
Punti di emergenza	252	893	239	0
Illuminazione pubblica	336	239	884	0
Altri usi	89.424	99.665	99.519	7.500
Alta e altissima tensione	35.752	999	997	731
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	5.214	312	312	0
Punti di emergenza	2	12	12	0
Altri usi	30.535	675	673	731
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	193.664	7.088.939	5.228.226	19.824

(A) Numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre con misuratore elettronico programmato orario. Include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).

(B) Si tratta dei punti di connessione dei produttori che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari ("produttori puri").

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei clienti non domestici "altri usi", allacciati in bassa tensione e suddivisi per livello di potenza (Tav. 2.20), mostra che il 45,7% di tale utenza ha una potenza impegnata fino a 3 kW e prelievi pari al 5%. Tra le classi di potenza superiori a 3 kW, quella più rilevante in termini di punti serviti (17,3%) è quella che va da 4,5 a 6 kW; la classe di potenza più rilevante in termini di prelievi, invece, è quella oltre i 50 kW, che da sola assorbe il 26,4% dell'energia, nonostante comprenda solo l'1,5% degli utenti. Tuttavia, le classi di potenza più importanti per questo segmento della distribuzione sono quelle da che vanno da 6 a 30 kW: considerate insieme rappresentano il 28% dei punti e il 46% dei prelievi. Ovviamente, la maggiore quota di clienti con misuratore elettronico orario programmato si osserva per l'ultima classe di potenza, quella che include i punti con oltre 50 kW di potenza installata, dove il misuratore è installato nel 98% dei casi (era al 75% nel 2022). Il misuratore elettronico è comunque presente almeno nel 60% degli utenti di tutte le classi di potenza.

TAV. 2.20 Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici "altri usi" allacciati in bassa tensione nel 2023 per livello di potenza (volumi in GWh e consumo medio in kWh)

CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI CON MISURATORE PROGRAMMATO ORARIO ^(A)	CONSUMO MEDIO
Fino a 1,5kW	772	1.340.798	1.043.875	576
Da 1,5 kW a 3 kW	2.429	1.719.475	1.317.602	1.413
Da 3 kW a 4,5 kW	1.294	385.411	294.996	3.356
Da 4,5 kW a 6 kW	4.563	1.162.571	872.278	3.925
Da 6 kW a 10 kW	7.403	876.716	636.783	8.444
Da 10 kW a 15 kW	8.872	590.931	415.306	15.013
Da 15 kW a 30 kW	13.194	406.858	248.955	32.430
Da 30 kW a 42 kW	5.568	82.389	57.671	67.582
Da 42 kW a 50 kW	3.153	37.536	29.068	84.011
Oltre 50 kW	16.915	100.200	98.088	168.813
TOTALE ALTRI USI IN BT	64.163	6.702.885	5.014.622	9.572

(A) Numero di punti di prelievo attivi al 31 dicembre con misuratore elettronico programmato orario. Esso include i punti di prelievo relativi ai clienti che producono energia elettrica (*prosumer*) ma esclude i produttori "puri" (che prelevano energia elettrica solo per il consumo dei servizi ausiliari).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

Le connessioni degli utenti alla rete possono essere attive o passive. Le "connessioni attive" sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico.

I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti¹⁸. I valori relativi alle connessioni degli utenti passivi, invece, sono stati raccolti da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Relativamente alle connessioni attive con la rete di trasmissione, nell'anno 2023 Terna ha ricevuto 4.693 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di 442,6 GW, per le quali, nello stesso anno, ha messo a disposizione 3.128 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 244,7 GW. I tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 44 giorni lavorativi.

¹⁸ Le elaborazioni effettuate sono basate sui dati messi a disposizione dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 38 del Testo integrato per la connessione alle reti (TICA). In particolare, con riferimento all'anno 2023, sono stati utilizzati i dati forniti da Areti, Deval, e-distribuzione, Edyna, iReti, Set Distribuzione e Unareti che hanno trasmesso all'Autorità, in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*, le informazioni relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica; non sono stati considerati, invece, i dati non comunicati in tempo utile.

Nell'arco dell'anno sono stati accettati 1.528 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 101,3 GW. Solo per due di questi preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 66 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD). Terna non ha messo a disposizione la STMD entro il 31 dicembre 2023 per nessuna di queste due richieste; pertanto, entro tale data non risultano essere state realizzate e attivate connessioni relative a richieste ricevute da Terna nell'anno 2023.

Nell'anno 2023 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 398.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da allacciare alle reti in bassa e media tensione¹⁹, corrispondenti a una potenza totale di 38,5 GW, per le quali, nello stesso anno, hanno messo a disposizione poco più di 346.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 24,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 42 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 55 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Più di 331.000 preventivi rispetto al totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2023, per una potenza totale di 10,6 GW.

Nell'arco dell'anno, in relazione alle richieste pervenute nel 2023, sono state realizzate più di 298.000 connessioni, corrispondenti a più di 2,7 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 22 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici²⁰;
- 66 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi²¹;

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a 9 giorni lavorativi.

Come nell'anno precedente, anche nel 2023 e-distribuzione è l'unica impresa distributtrice ad aver ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti in alta tensione. Più in dettaglio, e-distribuzione ha ricevuto 836 richieste, corrispondenti a una potenza totale di quasi 13,5 GW; nello stesso anno la società ha messo a disposizione 323 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di 5,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 62 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 116 di essi, corrispondenti a una potenza totale di 2,3 GW, sono stati accettati nel corso dell'anno; per nove di essi, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD) entro il 31 dicembre 2023. Nel 2023 sono state realizzate due connessioni per una potenza totale di 9,1 MW.

19 Si ricorda che i dati riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2023 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti e che hanno trasmesso all'Autorità le relative informazioni in tempo utile per la predisposizione della presente *Relazione Annuale*.

20 I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

21 I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi (Tav. 2.21), i dati raccolti mostrano che nel 2023 sono state effettuate 252.030 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Per il 71% di esse la fornitura è stata attivata nel corso dell'anno. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 13,2 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 9,9 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 21,5 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione.

TAV. 2.21 *Connessione di utenti passivi con le reti di distribuzione elettriche e tempo medio di allacciamento*

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI		TEMPO MEDIO ^(A)	
	2022	2023	2022	2023
Bassa tensione	254.841	250.395	8,4	9,9
Media tensione	1.302	1.635	20,0	21,5
TOTALE	256.143	252.030	11,3	13,2

(A) Giorni lavorativi. Valore calcolato al netto degli operatori che non hanno effettuato connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

I dati evidenziano un numero di allacciamenti in leggera flessione (-1,6%) rispetto al 2022 e anche un lieve peggioramento complessivo dei tempi di allacciamento: da 11,3 a 13,2 giorni. Più in dettaglio, nella media tensione, dove per ottenere una connessione erano necessari mediamente 20 giorni lavorativi nel 2022, nel 2023 ne sono serviti 21,5; nella bassa tensione l'allacciamento ha richiesto nel 2023 mediamente 1,5 giorni in più del 2022. Occorre sempre precisare, comunque, che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Nel 2023 ciascun distributore ha effettuato in media 2.136 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (71 soggetti su 118), risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 5.362 (valore in netto aumento rispetto al 2022). Nel 2023 anche Terna ha realizzato 3 connessioni passive in alta e altissima tensione con un tempo medio di 280 giorni lavorativi.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati elettrici, storicamente ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME raccoglie infine le offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna. In questo mercato la contrattazione avviene mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*System Marginal Price*); le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di

consegna e fino a quest'ultimo. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata tra loro. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*market splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto (riferite ai punti di consumo) sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zonali ponderati per il valore degli acquisti zonali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

Nel 2023, non si sono registrati cambiamenti nel processo di estensione dell'accoppiamento del Mercato del giorno prima dell'Italia coi Mercati del giorno prima degli altri Stati europei (c.d. *market coupling*), iniziato nel 2011 con l'accoppiamento del mercato italiano e sloveno. Alla fine del 2023, pertanto, gli Stati aderenti al *Single Day-Ahead Coupling* (SDAC) erano ancora 26²². Con riferimento ai confini nazionali, permane l'allocazione esplicita della capacità di trasporto tra Italia e Svizzera e tra Italia e Montenegro.

Come per l'MGP, anche per il Mercato infragiornaliero (MI) il contesto regolatorio europeo ha previsto, come per l'MGP, un meccanismo di accoppiamento dei mercati nazionali: il *Single Intra-Day Coupling* (SIDC). Il SIDC è basato sulla negoziazione dell'energia elettrica in modalità di contrattazione continua, nella quale la capacità di interconnessione disponibile tra le diverse zone che lo costituiscono viene allocata implicitamente, contestualmente all'abbinamento di offerte di acquisto e vendita localizzate in zone diverse. A complemento della modalità di contrattazione continua è altresì previsto che la capacità di trasmissione interzonale possa essere allocata anche attraverso aste implicite regionali complementari (*Complementary Regional Intra-Day Auction* – CRIDA), qualora richieste dalle singole Autorità nazionali di regolazione. Per l'Italia, con decorrenza dal 21 settembre 2021, il meccanismo è stato implementato attraverso l'introduzione di tre aste implicite regionali (MI-A), che sostituiscono le precedenti sette aste di cui si componeva il MI, e di una sessione in negoziazione continua (MI-XBID) accoppiata a quelle degli altri paesi europei che hanno aderito al SIDC²³. La sessione in negoziazione continua, a sua volta, è articolata in tre fasi. A differenza dell'MGP, nelle sessioni dell'MI ad asta le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale. Il GME agisce come controparte centrale, mentre nelle fasi in negoziazione continua la regola di pricing è il *pay as bid*.

In seguito all'integrazione dell'MGP nei progetti di *coupling* europeo, si è resa necessaria la riduzione delle scadenze di pagamento da due mesi a una settimana, affinché il GME potesse far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza, segnalata da numerosi operatori, di poter continuare a negoziare prodotti giornalieri mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre 2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (*baseload* e *peakload*). Al momento, gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

22 Austria, Belgio, Bulgaria, Cechia, Croazia, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Irlanda, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Norvegia, Olanda, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia e Ungheria.

23 Tutti i paesi dell'Unione europea (con esclusione di Malta e Cipro) più la Norvegia. La Grecia e la Slovacchia hanno aderito il 29 novembre 2022.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) serve a Terna per l'approvvigionamento delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema elettrico, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, per la costituzione di capacità di riserva e per il bilanciamento in tempo reale. Diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo mercato agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD *ex ante*) e nel Mercato del bilanciamento (MSD *ex post* o MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria: le offerte accettate vengono, cioè, valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay as bid*).

Con riferimento al Mercato del bilanciamento, dal 13 gennaio 2021, l'Italia utilizza anche la piattaforma europea TERRE per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione (*Replacement Reserve*). Sulla piattaforma TERRE, come sulle altre piattaforme previste dal regolamento 23 novembre 2017, (UE) 2195/2017 (c.d. regolamento *Balancing*), entrato in vigore il 17 dicembre 2018, lo scambio di energia di bilanciamento avviene tramite prodotti standard caratterizzati da specifici tempi di attivazione, secondo un modello multilaterale TSO-TSO con attivazione delle offerte per ordine di merito economico.

Il 1° giugno 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione automatica, meglio conosciuta come PICASSO (*Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation*) mentre il 5 ottobre 2022 è diventata operativa la piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve per il ripristino della frequenza con attivazione manuale, meglio conosciuta come MARI (*Manually Activated Reserves Initiative*). Terna ha iniziato a utilizzare la piattaforma PICASSO il 19 luglio 2023²⁴, mentre per l'accesso alla piattaforma MARI ha una deroga fino al 24 luglio 2024.

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE), gestito dal GME, è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. In questo mercato si svolge la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni avvengono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"²⁵.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio)²⁶.

²⁴ Facendo seguito alle prescrizioni della delibera del 27 febbraio 2024, 60/2024/R/eel, la partecipazione operativa alla piattaforma PICASSO è stata sospesa in data 15 marzo 2024.

²⁵ Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures, forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

²⁶ Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al Rapporto di monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento pubblicato dall'Autorità in data 21 luglio 2020 (cfr. delibera 21 luglio 2020, 282/2020/E/eel) e ai rapporti pubblicati sul sito di Terna.

Scambi e prezzi nel Mercato del giorno prima

La quantità di energia elettrica scambiata nel MGP nel Sistema Italia, nel 2023 è risultata pari a 278,0 TWh (-3,9% rispetto al 2022). Sono diminuiti i volumi contrattati in borsa (209,9 TWh; 0,5%), seppur in minor percentuale rispetto alle contrattazioni bilaterali registrate su PCE (68,1 TWh; -13,0%), quasi interamente riferite a zone nazionali. Sono aumentati gli scambi con l'estero, trainati da un aumento delle importazioni per un totale di 55,8 TWh (+15%) e pari al 27% (+4 punti percentuali) delle vendite totali in borsa, a scapito delle esportazioni, risultate pari a 3,8 TWh (-31%) ovvero pari al 2% (+1 punto percentuale) degli acquisti totali in borsa. È diminuita ancora la quota di volumi contrattati dai soli operatori istituzionali, cioè dall'Acquirente unico (18 TWh; -34%) e dal GSE (30 TWh; +6%), che insieme rappresentano il 9% dei volumi scambiati (-1% rispetto al 2022).

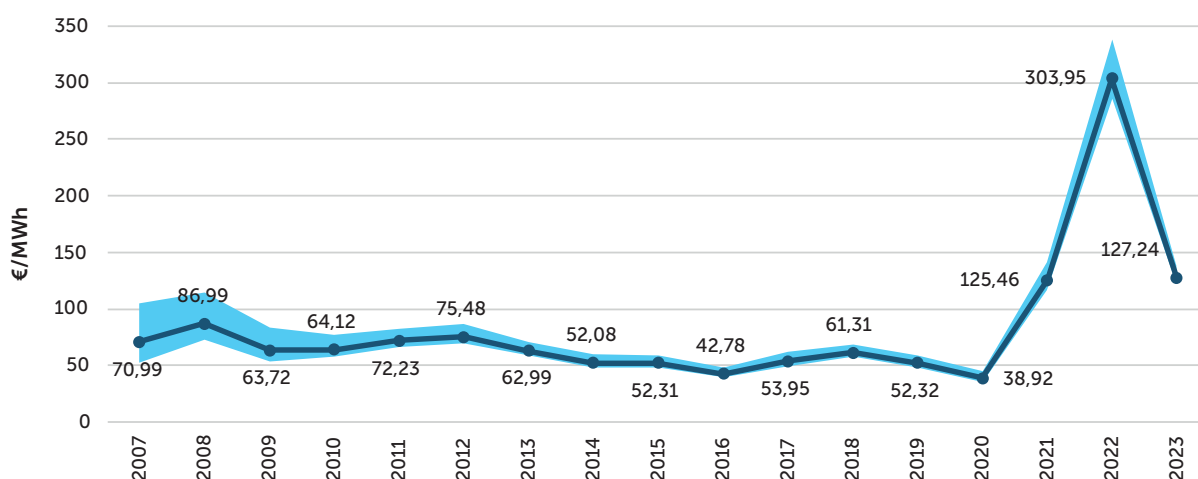
I volumi complessivamente venduti sulle zone nazionali sono risultati pari a 222 TWh (-7,6%) e rappresentano l'80% (-3 punti percentuali) delle vendite sull'intero sistema. Sono diminuiti i volumi approvigionati in tutte le zone, in particolare nelle zone Sud (44 TWh; -14% sul 2022), Centro-Sud (25 TW; -14% sul 2022) e Sicilia (15 TWh; -12% sul 2022).

Il 57% (-8% rispetto al 2022) delle vendite sulle zone nazionali è stato prodotto da impianti termici 127 TWh (-19% rispetto all'anno precedente), registrando cali per tutte le relative fonti di combustibile: il ricorso al carbone (9 TWh; -33%) si è ridotto particolarmente al Nord (-45%), il gas naturale (97 TWh; -17%) è diminuito particolarmente al Centro-Sud (-34%), mentre l'olio combustibile (4,6 TWh; -52%) è sceso soprattutto al Sud (-54%).

Sono cresciute invece le vendite da impianti alimentati da fonti rinnovabili (93 TWh; +13%) che ammontano al 42% delle vendite totali (+8% rispetto al 2022); è aumentata di 5 punti percentuali la quota dell'idrico con l'esclusione dei pompaggi (42 TWh; +25%), in particolare al Nord (+35%), così come è salita di un punto percentuale la quota dell'eolico (21,5 TWh; +7%), aumentando particolarmente al Nord (+45%). È rimasta invece stabile la quota prodotta da energia solare (1,9 TWh; -9%).

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2023 è calato considerevolmente e si è attestato a 127,2 €/MWh (-58,1% rispetto al 2022) (Fig. 2.7); tale calo si è distribuito in tutte e tre le fasce orarie: 138 €/MWh (-59%) nelle ore di picco, 126 €/MWh (-58%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e 117 €/MWh (-57%) nei giorni festivi.

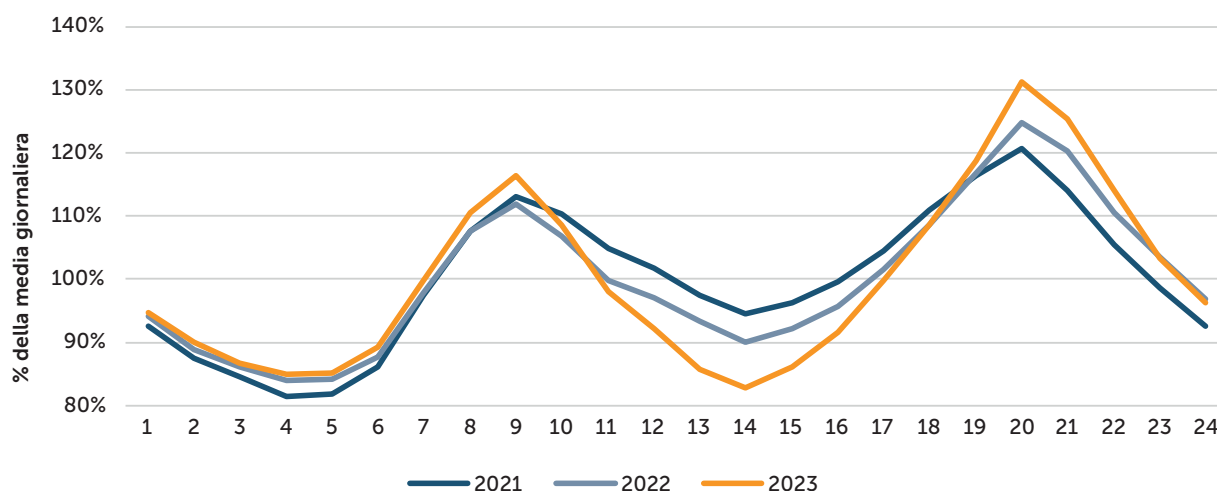
FIG. 2.7 Andamento annuale del PUN e del differenziale picco/fuori picco



Fonte: GME.

Osservando il profilo orario (Fig. 2.8) nel 2023, si nota che è rimasto costante lo scarto dalla media giornaliera delle ore del mattino "1-8" (91%; +0,7 punti percentuali sul 2022) mentre si è acuito il differenziale tra le ore di picco "9-19" (97%; -2,9 punti percentuali sul 2022) e le ore della sera "20-24" (112%; +2,2 punti percentuali sul 2022).

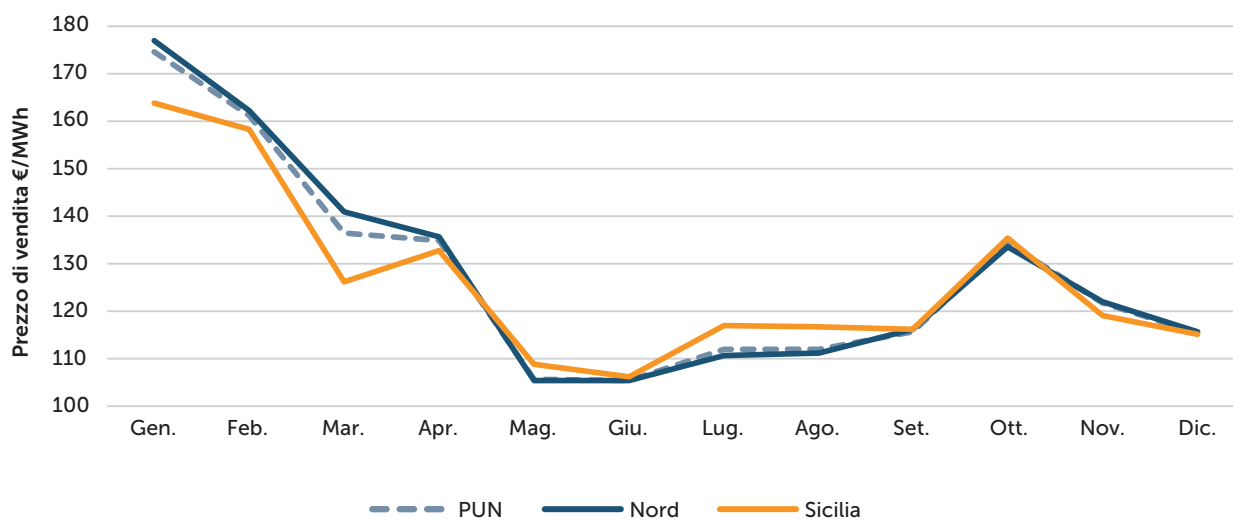
FIG. 2.8 *Andamento medio orario del PUN nelle 24 ore rispetto alla media giornaliera*



Fonte: GME.

I prezzi zionali sono stati caratterizzati da ribassi compresi tra -58,5% nella zona Nord (127,8 €/MWh) e -57,1% nella zona Sardegna (123,2 €/MWh), la quale è rimasta, per il secondo anno consecutivo, la zona con il prezzo medio più basso, mentre quella con il prezzo medio più alto è diventata la zona Centro-Nord (128,5 €/MWh).

FIG. 2.9 *Andamento mensile dei prezzi zionali al Nord e in Sicilia nel 2023*



Fonte: GME.

Il differenziale tra le zone Nord e Sicilia (Fig. 2.9) si è mantenuto positivo (+1,7 €/MWh) e, in percentuale rispetto al PUN, ha toccato il valore in assoluto più basso degli ultimi 10 anni (1,3%), mentre il differenziale tra le zone Nord

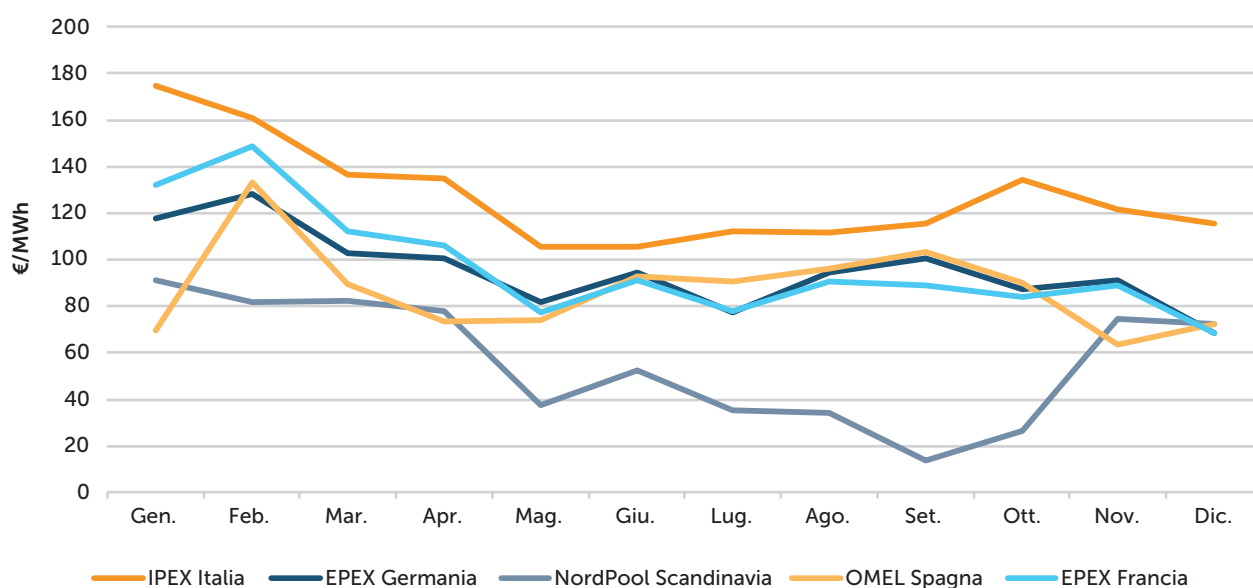
e Sardegna (+4,5 €/MWh) ha registrato, in percentuale rispetto al PUN, il secondo scarto più elevato degli ultimi 10 anni (3,6%). L'andamento mensile dei prezzi medi durante l'anno ha evidenziato un calo in tutte le zone fino al mese di giugno (104 €/MWh). In tutti i mesi, le zone Nord e Centro-Nord sono risultate le più care, ad eccezione dei mesi compresi tra maggio e agosto, per i quali la Sicilia risulta la zona con il prezzo di vendita più alto.

Confronti internazionali

Nel 2023 si è assistito a un significativo calo delle quotazioni nelle borse europee, che nel 2022 avevano toccato livelli record. La crisi energetica cominciata nel 2021 non può dirsi completamente rientrata – tant'è vero che i prezzi medi osservati nel 2023 risultano ancora molto alti, all'incirca 2,5 volte più elevati di quelli del 2019 –, ma ha superato la fase più acuta.

Nel corso dell'anno i prezzi hanno mantenuto in tutte le Borse europee l'andamento in calo, iniziato già nella seconda metà del 2022, almeno sino al mese di maggio (Fig. 2.10). Durante i mesi estivi, la discesa si è interrotta e le quotazioni sono rimaste sostanzialmente stabili fino all'autunno, quando hanno ripreso ad aumentare, in parte anche per le nuove tensioni internazionali innescate dalle vicende medio-orientali.

FIG. 2.10 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2023 (valori medi baseload)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati delle Borse elettriche europee.

In media d'anno i prezzi europei dell'elettricità si sono collocati in una fascia di prezzo compresa tra 95 €/MWh, il prezzo minimo registrato alla Borsa tedesca EPEX, e 127 €/MWh, cioè il prezzo medio della Borsa italiana, replicando di fatto le storiche differenze connesse alle caratteristiche dei parchi di produzione nazionale. Il PUN italiano, è tornato infatti a mostrare un andamento piuttosto distante dai prezzi che si sono affermati nelle Borse dei paesi limitrofi, Germania e Francia *in primis*, perché è fortemente dipendente dalla generazione a gas e per questo tende a subire in misura maggiore le oscillazioni che si producono sui mercati internazionali di questa fonte.

Il valore medio annuo del prezzo spot registrato alla Borsa tedesca (95,18 €/MWh) è risultato quasi identico al prezzo della Borsa francese, pari a 96,86 €/MWh, sebbene entrambi siano rimasti piuttosto distanti dal prezzo spagnolo (87,10 €/MWh). Ciò probabilmente è dovuto alle tensioni che si sono prodotte sui mercati elettrici settentrionali per il perdurare di indisponibilità del parco nucleare francese e per la chiusura degli ultimi impianti nucleari presenti in Germania. Un prezzo più basso si è osservato anche nell'area scandinava (56 €/MWh) che, però, storicamente mostra prezzi discosti e inferiori a quelli i paesi presi in esame.

La discesa di prezzo più elevata si è manifestata nella Borsa francese, dove il prezzo medio annuo ha registrato una diminuzione rispetto al 2022 del 65%. Un calo leggermente più contenuto e di entità molto simile ha interessato i prezzi delle Borse tedesca (-60%), scandinava (-58%) e italiana (-58%). La discesa più piccola si è manifestata nella Borsa spagnola, dove le quotazioni sono scese del 48% rispetto al 2022.

I punti di minimo sono stati raggiunti negli ultimi mesi dell'anno in Germania, in Spagna e in Francia, dove le quotazioni sono scese sotto i 70 €/MWh. Nella Borsa italiana e in quella scandinava, invece, i punti di minimo sono stati toccati nei mesi estivi, seppure su livelli estremamente differenti: circa 105 €/MWh nella Borsa italiana e circa 14 €/MWh nel caso del NordPool.

Scambi e prezzi nel Mercato infragiornaliero

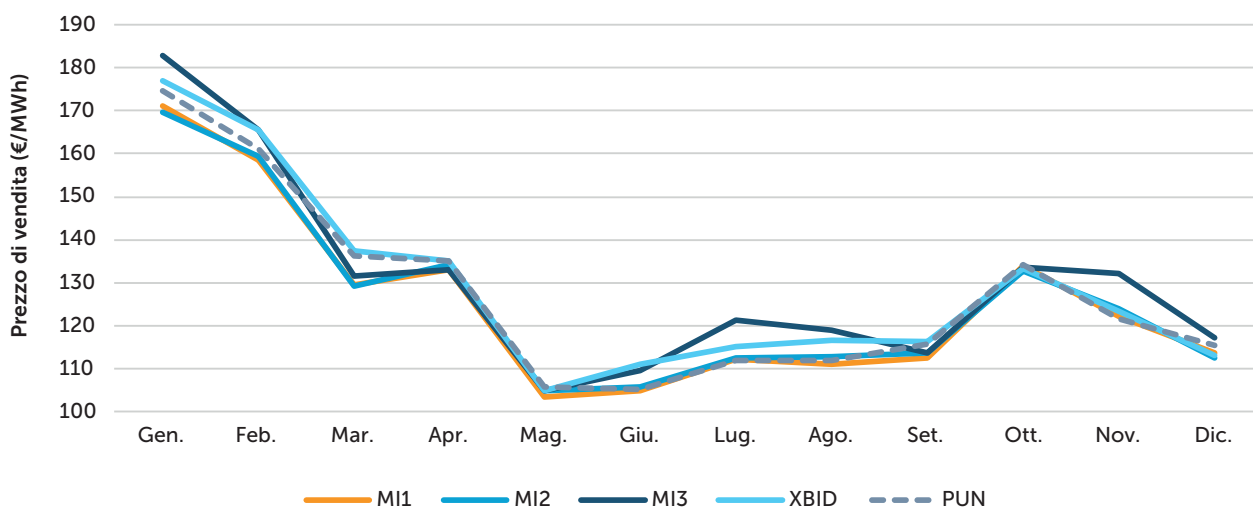
I volumi complessivamente scambiati, nel 2023, nel Mercato infragiornaliero (29,1 TWh) sono risultati in aumento rispetto all'anno precedente (+12%). La maggior parte di questi volumi (49%, -5 punti percentuali) sono stati scambiati nella prima sessione ad asta MI-A1 (14,4 TWh; +3% sul 2022), una minor quota nelle rimanenti sessioni ad asta, rispettivamente il 18% in MI-A2 (5,3 TWh) ed il 9% in MI-A3 (2,6 TWh) mentre i rimanenti volumi (23%; +7 punti percentuali) sono stati scambiati nella sessione in continua XBID (6,8 TWh; +68% sul 2022).

I prezzi registrati si sono mantenuti fortemente correlati ai livelli medi dei corrispondenti valori dell'MGP, in particolare nelle prime due sessioni ad asta per le quali il differenziale medio annuo con quest'ultimo è negativo e inferiore al punto percentuale in tutte le zone; tale differenziale è invece positivo per tutte le zone dell'ultima sessione ad asta disponibile di MI3, che si riferisce alle sole ore 13-24, e arriva al +4,4% nella zona della Sardegna. Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi ribassi fino ad un minimo di 103 €/MWh a maggio, riflettendo il minimo valore registrato anche nell'MGP.

I prezzi medi registrati sull'MI (Fig. 2.11) sono fortemente correlati ai corrispondenti valori dell'MGP, incrementandone il differenziale assoluto e la volatilità all'avvicinarsi del tempo reale; in particolare, si osserva che i prezzi medi delle prime 2 sessioni (MI1 e MI2) risultano, in tutte le zone, inferiori (di non oltre l'1,3%) ai relativi prezzi di MGP, mentre i prezzi medi della terza sessione (MI3, che, ricordiamo, si riferisce alle sole ore 13-24) risultano in ciascuna zona superiori ai relativi prezzi di MGP, con apprezzamenti compresi tra +3,1% al Nord e +3,9% in Sardegna.

Nel corso dell'anno i prezzi medi mensili (MI1) hanno mostrato progressivi rialzi fino ad un massimo di 526 €/MWh ad agosto, riflettendo il picco registrato sull'MGP, per ridursi progressivamente fino ad un minimo di 210 €/MWh a ottobre.

FIG. 2.11 Andamento mensile dei prezzi nell'MI nel 2023



Fonte: GME.

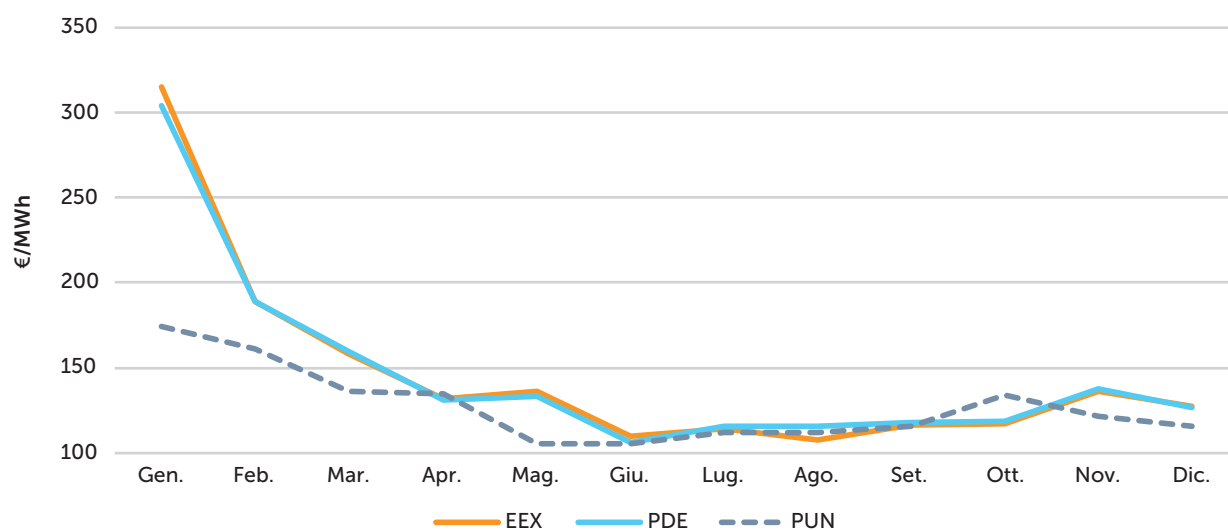
Scambi e prezzi nel Mercato a termine

Nel Mercato a termine gestito dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, nel 2023 si sono registrati soltanto otto abbinamenti per un totale di 27 GWh. Il volume è in aumento rispetto all'anno precedente, ma ancora nettamente inferiore ai livelli antecedenti all'anno 2022; gli scambi hanno riguardato il solo profilo *baseload* per scadenze mensili (14 GWh) e trimestrali (16 GWh).

Dopo un periodo d'inattività durato otto anni, sono riprese sull'MTE le registrazioni di transazioni bilaterali a soli fini di *clearing*, per un totale di 107 GWh in 16 abbinamenti.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), le negoziazioni degli operatori hanno determinato, per il 2023, prezzi in calo dal massimo di gennaio (319 €/MWh) fino al minimo registrato ad agosto (108 €/MWh). Tale andamento è in linea con il trend registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN, il cui maggior distacco si è osservato appunto nel mese di gennaio (+130 €/MWh).

Nel 2023 sono aumentate le negoziazioni nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), che ha registrato 299 transazioni (poco meno del triplo rispetto al 2022), per un totale di 549 GWh scambiati, quasi unicamente per il profilo *baseload*. Con riferimento a quest'ultimo, il prezzo medio dei prodotti giornalieri si è attestato al massimo storico di 1,25 €/MWh.

FIG. 2.12 Prezzi medi nel 2023 delle quotazioni a termine del prodotto M+1 per mese di consegna

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (PUN, PDE) e Refinitiv (EEX).

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004, è stato più volte oggetto di revisioni normative che hanno anche comportato il cambio di *governance* nella gestione. Dopo i primi anni, in cui è stata in capo all'Autorità, a partire dal 2013, è assegnata al GSE.

Con l'ultimo intervento normativo, il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021, sono stati definiti nuovi obblighi di risparmio energetico per gli anni successivi al 2020 ed è stato rimodulato l'obiettivo già definito per il medesimo 2020. Con lo stesso decreto, inoltre, sono state introdotte o modificate alcune disposizioni e regole attuative che erano oggetto del previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017, come integrato e modificato dal decreto interministeriale 10 maggio 2018. Nel secondo Volume della presente *Relazione Annuale* si dà conto dei provvedimenti attuativi adottati dall'Autorità nel periodo in esame per le materie di propria competenza e, in particolare, quello con cui è stato determinato il contributo tariffario riconosciuto per il 2022 ai soggetti obbligati²⁷ (ovvero i distributori di energia elettrica e gas naturale alle cui reti sono allacciati almeno 50.000 clienti finali al 31 dicembre di ogni anno) e quello di revisione del contributo erogato in acconto²⁸.

Nel 2023, la quantità di TEE attestanti risparmi energetici effettivamente conseguiti scambiata sul mercato e tramite accordi bilaterali, è risultata pari a circa 2,8 milioni di TEE (Tav. 2.22), valore pressoché analogo a quello del 2022 (per maggiori dettagli si rimanda ai dati pubblicati dal GME).

²⁷ Si veda la delibera 25 luglio 2023, 340/2023/R/efr.

²⁸ Si veda la delibera 10 ottobre 2023, 454/2023/R/efr.

Pare quindi essersi interrotta la tendenza al ribasso osservata negli anni precedenti, allorché gli scambi erano progressivamente scesi dai circa 7,9 milioni del 2018 ai circa 3,3 milioni di TEE del 2021. I dati del GSE evidenziano che la quantità di TEE emessi nel 2023 corrisponde a poco più di 1 milione, in aumento rispetto a quanto riscontrato nell'anno precedente quando erano stati emessi meno di 800.000 TEE. Anche la ripartizione tra TEE scambiati sul mercato e tramite accordi bilaterali (rispettivamente 62% e 38% del totale degli scambi) è quasi la medesima riscontrata l'anno scorso.

TAV. 2.22 Contrattazione dei titoli di efficienza energetica (numero di TEE e prezzi in €/tep)

TIPOLOGIA	2022		2023	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Mercato GME	1.750.226	257,85	1.756.866	251,73
Bilaterali	965.526	231,75	1.057.084	224,22
TOTALE	2.715.752	248,57	2.813.950	241,39

Fonte: GME.

Per quanto riguarda i prezzi riscontrati, risulta ulteriormente aumentata la percentuale di TEE scambiati tramite accordi bilaterali a prezzi compresi nelle fasce rilevanti ai fini della definizione del contributo tariffario²⁹: in particolare nel 2023 tale percentuale corrisponde quasi all'89%, rispetto all'81% riscontrato nel 2022 e solo al 27% del 2021. Più in dettaglio, risulta quasi azzerata l'incidenza della quantità di TEE scambiati nel 2023 tramite accordi bilaterali a prezzi superiori a 260 €/TEE, ovvero superiori alla soglia di prezzo oltre la quale le transazioni avvenute non vengono comunque tenute in considerazione al fine della formazione del prezzo medio di scambio nella formula di determinazione del contributo tariffario riconosciuto. Nel 2022 la quota di TEE scambiati a prezzi superiori alla soglia indicata era stata più rilevante, specialmente nei mesi di aprile e maggio di conclusione dell'anno d'obbligo. Inoltre, nell'anno 2023 sono avvenuti scambi bilaterali a prezzi superiori a 260 €/TEE soltanto nel mese di maggio; essi peraltro corrispondono al solo 0,5% del totale degli scambi avvenuti tramite bilaterali nell'intero anno, in netta diminuzione rispetto a quanto riscontrato nel 2022.

L'aumento dei TEE emessi ha permesso ai soggetti obbligati di ricorrere in misura inferiore rispetto all'anno precedente alla possibilità di ottemperare a parte del proprio obiettivo mediante i TEE non corrispondenti a progetti. In particolare, il GSE ha reso noto che sono stati richiesti ed emessi circa 0,19 milioni di TEE non corrispondenti a progetti. Essi sono pari a circa il 9,4% dei TEE annullati per gli obiettivi aggiornati dell'anno 2022; nonostante l'aumento degli obiettivi ottemperati, la stessa incidenza nell'anno precedente è stata tre volte superiore.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.23 riporta il numero di operatori presenti³⁰ nelle cinque articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, tutele gradualità per le piccole imprese e per le micro-imprese,

²⁹ Ai sensi della delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr, con cui sono stati definiti i criteri di riconoscimento del contributo tariffario.

³⁰ Sono indicati come "presenti" gli operatori che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nell'anno (o una parte di esso) di riferimento dell'indagine.

mercato libero e salvaguardia) e lo confronta con il numero di rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas.

I soggetti presenti nella vendita di energia elettrica nel 2023 sono risultati 765: 106 nel servizio di maggior tutela, 4 nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese, 7 nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese, 3 nella salvaguardia e 707 nel mercato libero. Come sempre, il totale di 765 non equivale alla somma delle imprese presenti nei singoli segmenti, perché vi sono imprese che operano in più di un mercato (A2A Energia ed Hera Comm, per esempio, sono presenti in tutti e cinque i mercati; Acea Energia, Agsm Aim Energia e Iren Mercato operano in tre mercati).

594 delle 707 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere la vendita a clienti nel mercato libero (cioè l'84%) hanno risposto all'Indagine annuale, comunicando in 48 casi di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tenendo conto che 47 società vendono energia sia nel mercato libero, sia in quello tutelato, che le imprese che operano nella salvaguardia e nei servizi a tutele graduali vendono energia anche nel mercato libero e/o nel servizio di maggior tutela (e sono quindi già conteggiate in quei segmenti), il totale delle imprese attive e che hanno operato nel mercato finale della vendita elettrica nel 2023 risulta pari a 653.

TAV. 2.23 Imprese di vendita di energia elettrica nel 2023

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVI
Servizio di maggior tutela	106	106	-
Servizio a tutele graduali per le piccole imprese	4	4	-
Servizio a tutele graduali per le micro-imprese	7	7	-
Servizio di salvaguardia	3	3	-
Vendita ai clienti liberi	707	594	48
TOTALE	765	653	83

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nell'anno di Indagine, anche per un periodo limitato dell'anno.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori e Indagine annuale sui settori regolati.

La ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2023 (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete), nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del *pro die*) è stata costruita, come sempre, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: gli esercenti i servizi di maggior tutela, di tutele graduali e di salvaguardia, i grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 91% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2023³¹, ma questa percentuale è indicativa, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori.

Dopo il leggero calo del 2022, nel 2023 i consumi di energia elettrica hanno registrato una ulteriore riduzione: secondo i dati raccolti, lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 241 TWh a 37,3 milioni di

³¹ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola 2.24 anche i quantitativi che nell'Indagine sono stati dichiarati come autoconsumi (propri e di gruppo) che non sono inclusi nella tavola.

clienti (Tav. 2.24). Rispetto al 2022 il consumo totale di energia elettrica è quindi sceso del 4,4%, mentre i punti di prelievo sono lievemente aumentati (0,2%).

TAV. 2.24 *Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente, al netto degli autoconsumi e delle perdite (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

MERCATI E CLIENTI	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023	VARIAZ.	2022	2023	VARIAZIONE
Servizio di maggior tutela	21.858	14.422	-34,0%	12.161	9.219	-24,2%
Domestico	18.374	13.728	-25,3%	10.602	8.866	-16,4%
Non domestico	3.485	694	-80,1%	1.559	353	-77,4%
Servizio a tutele graduali piccole imprese ^(A)	2.303	1.506	-	136	93	-
Servizio a tutele graduali micro-imprese ^(A)	-	1.547	-	-	827	-
Servizio di salvaguardia	4.843	5.119	5,7%	89	98	10,0%
Mercato libero	223.239	218.566	-2,1%	24.841	27.072	9,0%
Domestico	39.939	42.263	5,8%	19.522	21.382	9,5%
Non domestico	183.300	176.302	-3,8%	5.319	5.690	7,0%
MERCATO FINALE	252.244	241.159	-4,4%	37.227	37.227	0,2%

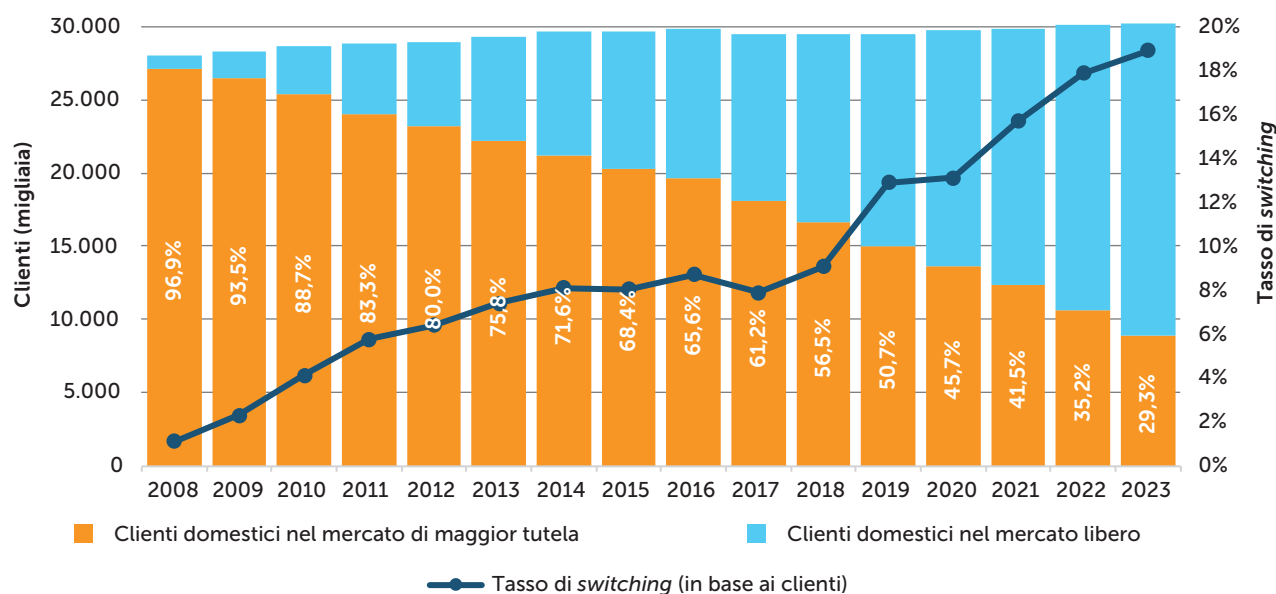
(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La contrazione dei consumi si è prodotta in misura proporzionalmente uniforme per le due tipologie di clienti, ma in termini assoluti è ovviamente maggiore quella relativa alla clientela non domestica che ha acquistato circa 8,8 TWh in meno rispetto al 2022, mentre i consumi domestici sono diminuiti di circa 2,3 TWh.

La riduzione della domanda di elettricità da parte del settore non domestico può essere spiegata in parte con la modesta crescita economica (nel 2023 il PIL è aumentato dello 0,9% secondo l'ultimo dato Istat), e in parte con la debolezza osservata nei comparti a maggiore intensità energetica. Il perdurare nel corso del 2023 di livelli di prezzo elevati (seppure inferiori a quelli del 2022) è certamente un elemento che spiega in gran parte il calo dei consumi delle famiglie, calo che in parte ha a che vedere con il risparmio energetico. A questo proposito si osserva che il consumo medio unitario dei clienti domestici, in calo da anni, nel 2023 è diminuito di un ulteriore 4,4% rispetto al 2022, raggiungendo il minimo storico di 1.851 kWh/anno.

Più in dettaglio, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 56 TWh contro i 58,3 TWh del 2022, registrando quindi un calo del 4%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico è scesa da 193,9 a 185,2 TWh, evidenziando quindi un calo del 4,5%, tornando così ad allontanarsi dai livelli pre-Covid (198 TWh nel 2019), che invece erano stati in parte recuperati nel 2022. Nel 2023 il numero di punti di prelievo domestici è risultato pari a 30,2 milioni, di cui poco meno di 8,9 milioni serviti in maggior tutela e circa 21,4 milioni nel mercato libero (Fig. 2.13). I punti domestici serviti nel mercato libero sono ormai saliti al 70,7%. Se poi si guarda ai volumi acquistati, il mercato libero riguarda ormai tre quarti (75,5%) dell'energia complessivamente acquistata dalle famiglie italiane.

FIG. 2.13 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela e nel mercato libero dal 2008

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per la fornitura di energia elettrica delle piccole imprese e delle micro-imprese con potenza impegnata superiore a 15 kW, la tutela di prezzo è terminata il 1° gennaio 2021. Le altre micro-imprese (quelle con potenza impegnata inferiore a 15 kW) e la generalità dei clienti non domestici (tra cui anche alcuni condomini) non possono più essere riforniti nel servizio di maggior tutela dal 1° aprile 2023. Pertanto, i volumi complessivamente venduti in tutela nel 2023 comprendono ancora quelli acquistati dalle micro-imprese con potenza impegnata inferiore a 15 kW per una parte dell'anno. Se ai consumi del settore domestico si aggiungono anche questi ultimi, la quota di elettricità venduta nel servizio di tutela risulta estremamente ridotta e pari al 6% dei volumi dell'intero mercato elettrico italiano (corrispondenti al 24,2% dei punti di prelievo totali).

Le piccole imprese e le micro-imprese che non hanno scelto una fornitura nel mercato libero vengono rifornite nell'ambito di un apposito servizio a tutele graduali, da un venditore selezionato con gara (si veda oltre in questo Capitolo). Nel 2023 i due servizi di tutela graduale hanno servito complessivamente circa 919.000 punti di prelievo (pari al 2,4% di tutti i clienti del mercato elettrico), ai quali sono stati venduti poco più di 3 TWh, cioè l'1,3% dell'energia venduta nel mercato totale. Più in dettaglio, nel 2023 il servizio a tutele graduali per le piccole imprese ha riguardato circa 93.000 clienti, che hanno acquistato circa 1,5 TWh, mentre quello per le micro-imprese ha incluso 827.000 punti di prelievo con un consumo complessivo di poco meno di 1,6 TWh³².

Con 219 TWh venduti, nel 2023 la quota dell'energia elettrica intermediata dal mercato libero è salita al 90,6% (il 73,1% dei punti di prelievo), nonostante la porzione di elettricità acquistata nel servizio di salvaguardia sia leggermente risalita al 2,1% (lo 0,3% dei punti di prelievo) dall'1,9% evidenziato nel 2022, così come quella dei servizi a tutela graduale, passata dallo 0,9% del 2022 all'1,2% (il 2,5% dei punti di prelievo).

³² La suddivisione tra i due servizi è frutto di una stima effettuata dall'Autorità sui dati raccolti nell'Indagine relativamente al servizio a tutele graduali senza distinguere tra quello per le piccole e quello per le micro-imprese.

In un mercato finale che complessivamente è diminuito di 11,1 TWh rispetto al 2022, i volumi di vendita si sono ridotti di 7,4 TWh nel mercato tutelato (34%) e di 4,7 TWh nel mercato libero (-2,1%), mentre l'energia fornita nei servizi a tutele graduali è cresciuta di 750 GWh (+33%), così come quella nel regime di salvaguardia è aumentata di 276 GWh (+5,7%).

Il numero dei consumatori complessivo è aumentato nel 2023 di 81.000 unità portandosi a 37,3 milioni: la maggior tutela ha perso 2,9 milioni di punti, mentre il mercato libero ne ha guadagnati 2,2 milioni, la salvaguardia circa 9.000 punti e i servizi a tutela graduale ne hanno acquisiti nel complesso 783.000 in più rispetto al 2022.

TAV. 2.25 *Vendite finali di energia elettrica nel 2023 per mercato e tensione, al netto degli autoconsumi e delle perdite*

TENSIONE E TIPO CLIENTE	MAGGIOR TUTELA	TUTELA GRADUALE PICCOLE IMPRESE ^(A)	TUTELA GRADUALE MICRO-IMPRESI ^(A)	SALVAGUARDIA	MERCATO LIBERO	TOTALE
VOLUMI (GWh)						
Bassa tensione	14.422	1.506	1.547	1.456	104.602	123.531
Domestico	13.728	-	-	-	42.263	55.991
Non domestico	694	1.506	1.547	1.456	62.338	67.541
Media tensione	-	-	-	2.940	90.372	93.313
Alta/altissima tensione	-	-	-	723	23.592	24.315
TOTALE	14.422	1.506	1.547	5.119	215.556	241.159
PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)						
Bassa tensione	12.161	93	827	92	26.971	30.200
Domestico	10.602	-	-	-	21.382	30.248
Non domestico	1.559	93	827	92	5.589	6.952
Media tensione	-	-	-	6	100	107
Alta/altissima tensione	-	-	-	0,0	1,1	1
TOTALE	12.161	93	827	98	27.072	37.308

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

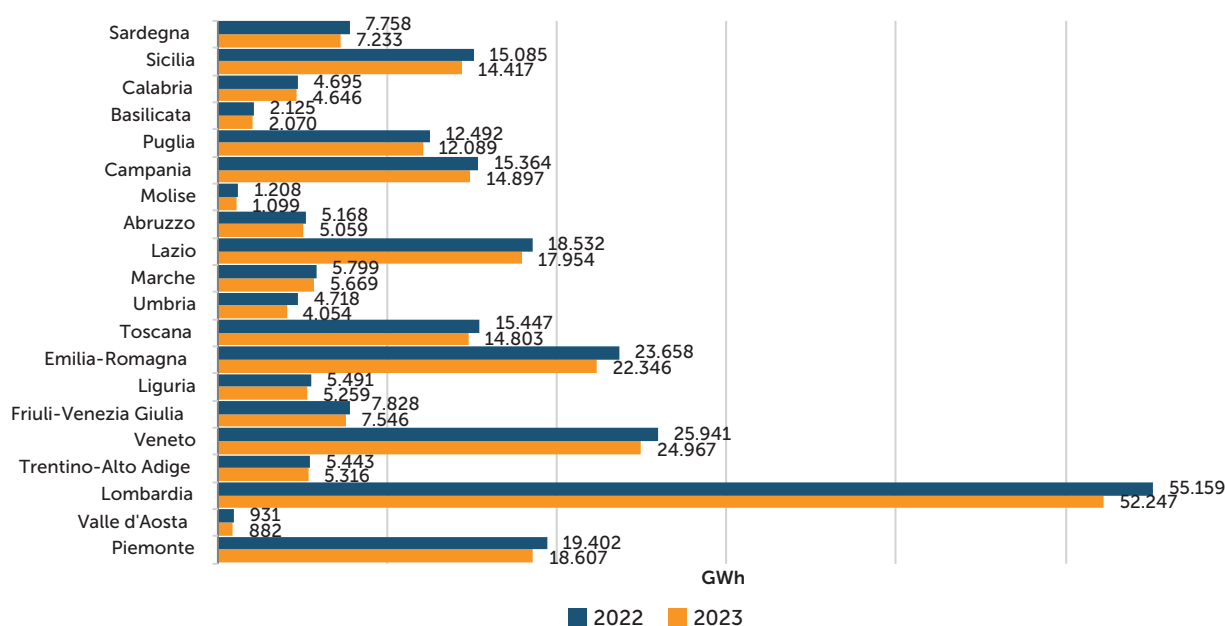
Analizzando i consumi elettrici sotto il profilo della tensione (Tav. 2.25), si osserva che anche nel 2023 il 51% dell'energia è stata venduta a clienti allacciati in bassa tensione, il 39% a clienti connessi in media tensione e il 10% in alta o altissima tensione. Naturalmente le percentuali si rovesciano calcolando le quote in termini di punti di prelievo che per il 99,7% sono allacciati in bassa tensione, per lo 0,3% in media tensione e per un irrisorio 0,003% in alta o altissima tensione. Queste quote sono costanti nel tempo.

La composizione degli acquisti tra i diversi mercati è, invece, un po' più variabile: nel 2023 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 12% dell'energia nel mercato di maggior tutela, il 2% nei servizi a tutela graduale, l'1% tramite il servizio di salvaguardia e l'85% nel mercato libero; le stesse quote nel 2022 vedevano un maggior peso della maggior tutela (era 17%) che è diminuito a favore del mercato libero (la cui quota era all'80%). I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno acquisito solo l'1% (5% nel 2022) dell'energia nel mer-

cato di maggior tutela, il 5% nei servizi a tutela graduale (3% nel 2022), il 2% (come nel 2022) in salvaguardia e il 92% nel mercato libero (90% nel 2022).

Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati in media o in alta tensione serviti in maggior tutela o nelle tutele gradualistiche. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia ai clienti connessi in media tensione (3,2%), è di poco inferiore a quella fornita ai clienti in alta o altissima tensione (3,0%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (97%), che fornisce anche il 96,8% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

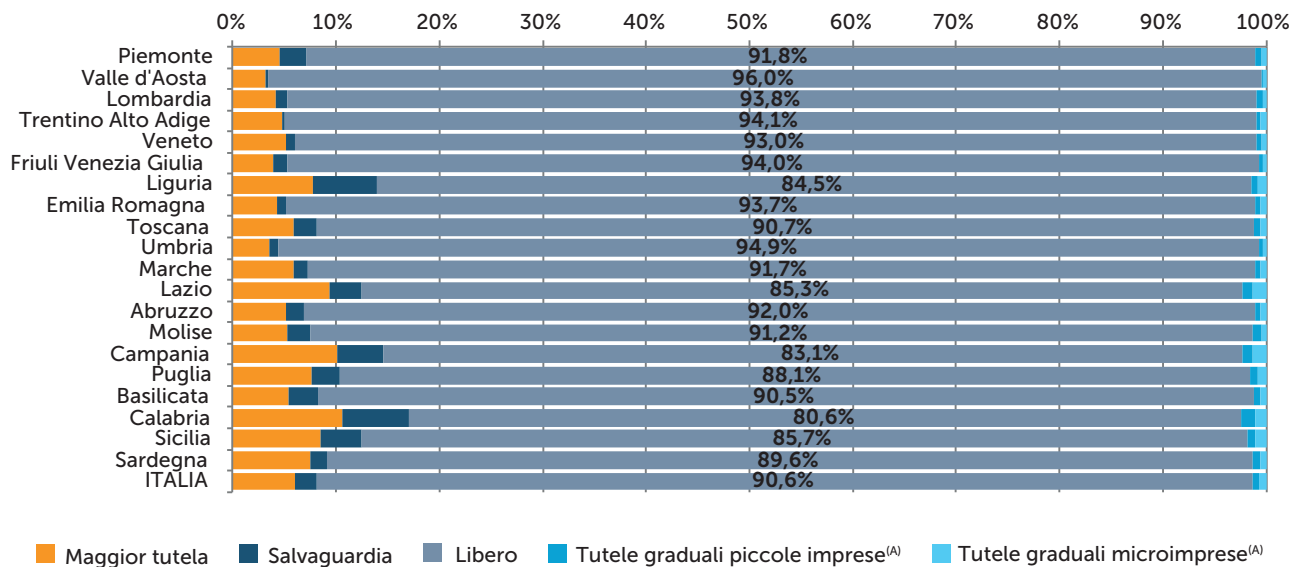
FIG. 2.14 Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nessun mutamento sostanziale emerge nei consumi del 2023 sotto il profilo geografico (Fig. 2.14): l'ordinamento delle regioni per quantità di consumo resta lo stesso degli anni passati. La Lombardia è sempre la regione con i consumi più elevati e più che doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più alti. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia-Romagna, il Piemonte e il Lazio. Rispetto al 2022 i consumi sono diminuiti in tutte le regioni. I cali più consistenti in termini assoluti si sono registrati in: Lombardia, dove consumi sono scesi di 2911 GWh, Emilia-Romagna (-1.312 GWh) e Veneto (-974 GWh). In termini percentuali, le riduzioni più ampie si sono registrate in Umbria (-14%), Molise (-9%) e Emilia-Romagna (-7%). Cali meno consistenti, compresi tra l'1 e il 2%, si sono verificati in Trentino-Alto Adige, nelle Marche, in Abruzzo e in Calabria.

La ripartizione delle vendite di elettricità nei cinque mercati a livello territoriale (Fig. 2.15), mostra una quota del mercato libero largamente preponderante ovunque, seppure con divari regionali che si vanno lentamente colmando: la porzione di energia acquistata nel mercato libero resta tendenzialmente più ampia nelle regioni centro-settentrionali, mentre nelle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela, delle tutele gradualistiche e della salvaguardia sono spesso più estesi della media nazionale (come detto, pari al 6% nella maggior tutela, allo 0,6% nelle tutele gradualistiche, al 2,1% nella salvaguardia e al 90,6% nel libero).

FIG. 2.15 Ripartizione percentuale delle vendite di energia elettrica per regione e per tipo di mercato nel 2023

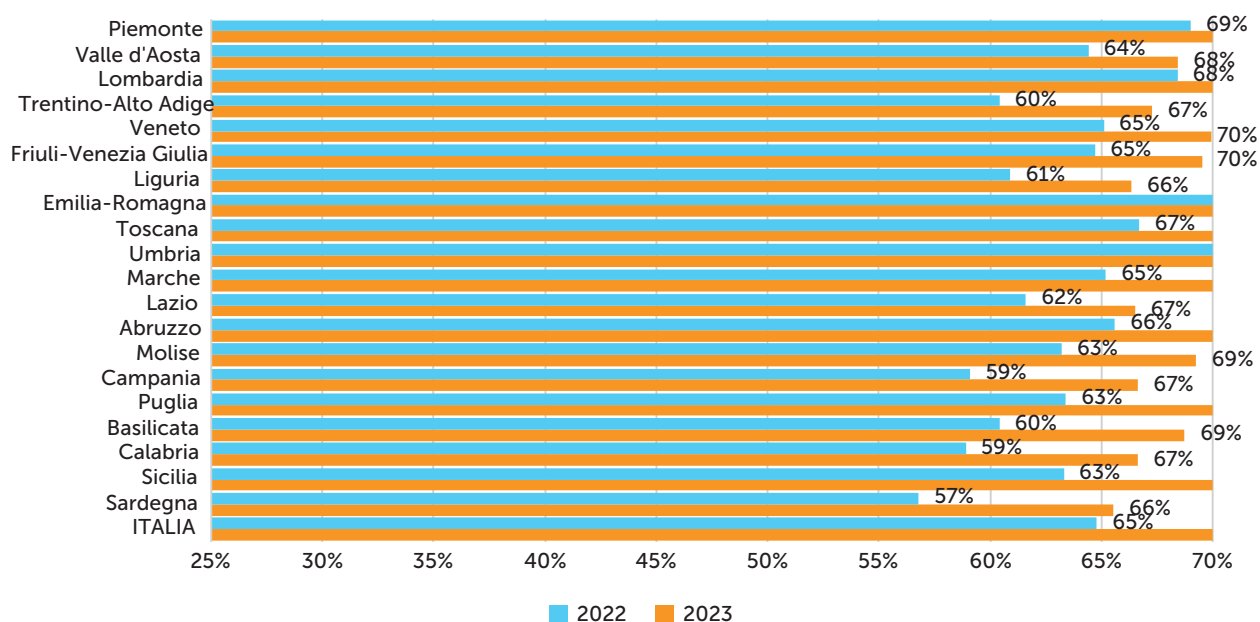
(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In particolare, Valle d'Aosta, Umbria, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia e Lombardia risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate (tre o più punti percentuali sopra la media nazionale). Le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o superato l'85% nel 2023 sono 17, quattro in più rispetto al 2022. La Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, quest'anno pari all'80,6%, seppure anch'essa in costante crescita. Percentuali simili si riscontrano anche in Campania (83,1%) e Lazio (85,3%). Calabria e Campania sono anche le regioni in cui si sono osservate le più alte percentuali di energia fornita nell'ambito dei due servizi a tutela graduale.

È interessante infine osservare la diffusione del mercato libero nell'ambito della clientela domestica delle diverse regioni (Fig. 2.16). La quota, calcolata come numero di punti di prelievo domestici serviti nel libero sul totale dei punti di prelievo domestici in ciascuna regione, evidenzia notevoli incrementi negli ultimi anni, in corrispondenza di tassi di *switching* rilevanti in tutto il territorio nazionale. Nel 2023 la quota delle famiglie che acquistano l'elettricità nel mercato libero ha superato il 65% in tutte le regioni (nel 2022 erano solo otto). Le regioni in cui più del 70% dei punti di prelievo domestici è servito nel libero, però, sono nove ed erano solo due nel 2022: Umbria ed Emilia-Romagna. In Umbria la porzione di consumatori domestici che si rivolge al mercato libero ha raggiunto nel 2023 il 78,7%, restando la più alta d'Italia. Come si vede nella figura 2.16 il passaggio dal 2022 al 2023 ha fatto crescere questa quota mediamente del 5,9%, ma le regioni in cui è aumentata maggiormente sono la Sardegna (+8,7%) e la Basilicata (+8,3%).

FIG. 2.16 Clienti domestici serviti nel mercato libero per regione



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In effetti anche nel 2023 l'attività di *switching* è risultata molto elevata tra i consumatori, com'era logico attendersi in un periodo di prezzi in discesa, ma ancora elevati se paragonati a quelli pre-crisi, oltre che in una fase in cui la fine della tutela è imminente (per i clienti domestici) o appena avvenuta (micro-imprese).

Lo *switching* delle famiglie è cresciuto di un punto percentuale rispetto al 2022, sia che lo si misuri in termini di punti di prelievo, sia in termini di volumi (Tav. 2.26), avvicinandosi a quello delle utenze non domestiche. Il 18,9% dei clienti domestici – circa 5,7 milioni di punti di prelievo – ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. I volumi corrispondenti a questa porzione di clienti sono pari al 24,5% del totale dell'energia acquistata dal settore domestico, mentre i volumi corrispondenti al 17,9% dei clienti domestici che hanno cambiato fornitore nel 2022 corrispondevano al 23% dell'energia prelevata.

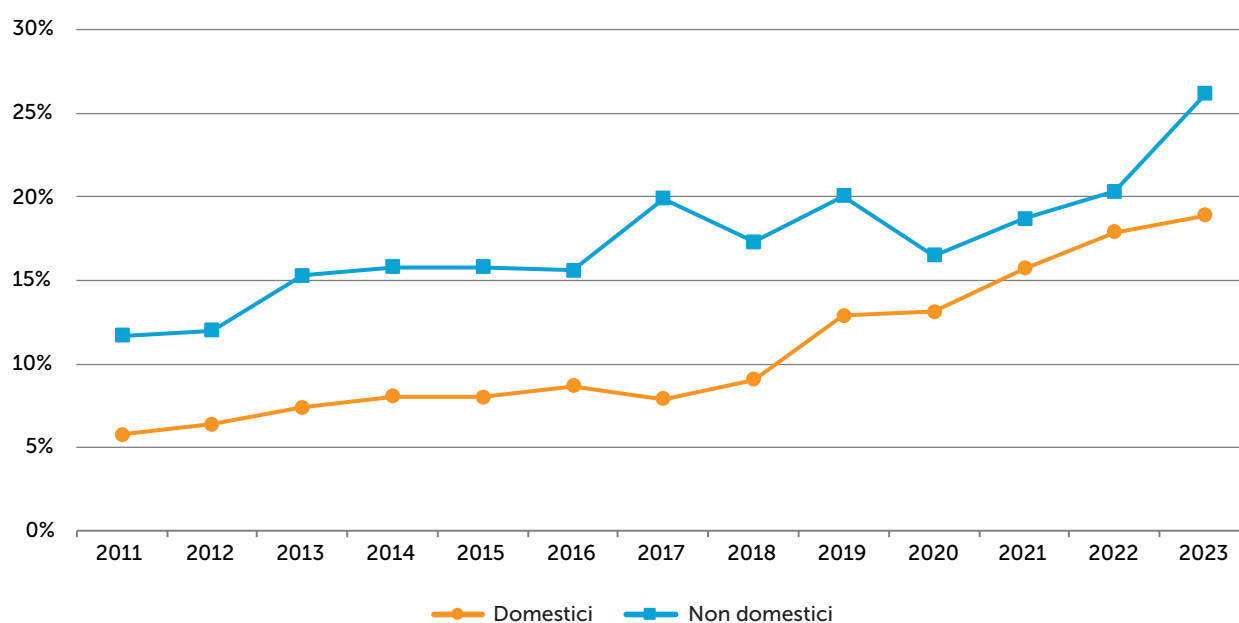
Negli ultimi anni l'attività di *switching* delle famiglie ha evidenziato una certa accelerazione rispetto a un trend più modesto mantenuto sino al 2018 (Fig. 2.17).

Come appena osservato, il recente contesto di prezzi ancora elevati in un'economia in moderata crescita costituisce senza dubbio un forte stimolo ai cambi di fornitore, ma è opportuno sottolineare anche che dal 2018 le aspettative sulla rimozione della tutela di prezzo, seppure più volte rinviata e ora definitivamente fissata per luglio 2024, hanno sicuramente creato un clima di fermento e curiosità verso il mercato libero.

TAV. 2.26 Tassi di switching nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2022		2023	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	23,0%	17,9%	24,5%	18,9%
Non domestico:	25,5%	20,3%	28,2%	26,2%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	31,7%	20,3%	33,8%	26,2%
- media tensione	24,1%	22,2%	29,3%	23,2%
- alta e altissima tensione	16,1%	33,8%	13,0%	25,9%
TOTALE				

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati ed elaborazioni su dati del SII.

FIG. 2.17 Tassi di switching nel settore elettrico dal 2011

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Anche la graduale esclusione *ex lege* dal servizio di maggior tutela della clientela non domestica allacciata in bassa tensione, cominciata nel 2021 e terminata nel 2023 (dal 1° aprile anche per le micro-imprese) ha certamente avuto impatto sull'attività di *switching* di questi clienti, che negli ultimi tre anni hanno evidenziato un ritmo di *switching* piuttosto elevato e in continua ascesa: il tasso di spostamento di questi clienti è, infatti passato dal 18,4% del 2020, al 29,4% del 2021, al 31,7% del 2022, raggiungendo il 33,8% nel 2023.

Anche gli altri clienti non domestici hanno evidenziato un tasso di *switching* elevato e in aumento rispetto all'anno precedente: hanno cambiato fornitore, infatti, il 23,2% dei clienti allacciati in media tensione (per un totale di energia pari al 29,3%) e il 25,9% dei clienti in alta o altissima tensione, per un volume all'incirca del 13%.

Complessivamente, nel 2023 hanno cambiato fornitore quasi 1,8 milioni di punti di prelievo non domestici. In termini di volumi sottesi, circa 52 TWh, che corrispondono al 28,2% dei volumi acquistati dai non domestici.

TAV. 2.27 Tassi di switching nel settore elettrico per regione nel 2023

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	19,8%	25,9%	27,7%	32,0%	21,2%	30,7%
Valle d'Aosta	5,2%	5,4%	11,7%	6,9%	6,4%	6,7%
Lombardia	18,4%	23,2%	24,3%	23,4%	19,4%	23,4%
Trentino-Alto Adige	5,0%	5,1%	12,1%	11,8%	6,6%	10,7%
Veneto	21,0%	26,2%	26,1%	27,7%	21,9%	27,4%
Friuli-Venezia Giulia	18,0%	23,6%	28,4%	22,9%	19,9%	23,0%
Liguria	18,4%	24,3%	23,9%	21,5%	19,4%	22,3%
Emilia-Romagna	17,0%	21,9%	23,1%	30,2%	18,2%	28,5%
Toscana	20,2%	25,9%	26,3%	29,1%	21,4%	28,3%
Umbria	18,8%	23,6%	30,7%	55,5%	21,1%	49,7%
Marche	19,7%	25,3%	28,7%	32,1%	21,5%	30,5%
Lazio	16,1%	20,5%	22,9%	26,4%	17,3%	24,6%
Abruzzo	21,3%	29,3%	31,0%	36,4%	23,0%	34,8%
Molise	19,5%	26,3%	28,0%	24,0%	21,0%	24,5%
Campania	19,7%	25,1%	27,8%	29,5%	21,2%	28,1%
Puglia	23,2%	29,5%	33,7%	36,7%	25,2%	34,3%
Basilicata	20,9%	28,0%	26,8%	30,3%	22,0%	29,8%
Calabria	18,2%	24,8%	26,6%	39,6%	19,6%	33,5%
Sicilia	18,4%	24,7%	27,8%	32,9%	20,0%	29,8%
Sardegna	24,2%	32,2%	28,7%	31,5%	25,0%	31,7%
ITALIA	18,9%	24,5%	26,2%	28,2%	20,2%	27,3%
Nord	18,2%	23,3%	24,4%	25,6%	19,3%	25,1%
Centro	18,1%	23,0%	25,5%	31,5%	19,5%	29,3%
Sud e Isole	20,5%	26,9%	29,3%	33,1%	22,1%	31,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati e SII.

Guardando al numero totale di clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno a livello regionale (Tav. 2.27), si notano percentuali complessive abbastanza uniformi intorno al valore medio nazionale tra le regioni, con qualche eccezione (Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta mostrano, storicamente, valori di *switching* molto contenuti). Valutato in termini di numerosità complessiva dei clienti, il tasso di cambio dei fornitori nelle varie aree del paese mostra valori tendenzialmente più alti al Sud e Isole (22,1%), rispetto al Nord (19,3%) e al Centro (19,5%). Anche in termini di volumi totali si nota una lieve differenziazione, con le regioni del Sud e Isole più attive (31%) rispetto a quelle del Centro (29,3%) e con il Nord che evidenzia un tasso relativamente più contenuto (25,1%).

Con le già menzionate eccezioni di Trentino-Alto Adige e Valle d'Aosta, le differenziazioni regionali sono molto lievi anche se si guardano ai cambi di fornitore relativi al segmento domestico, nel quale l'attività di *switching* (in termini sia di punti, sia di volumi) ha assunto quasi ovunque i valori medi. In termini di clienti, infatti, i tassi risultano pari al 18,2% al Nord, al 18,1% al Centro e al 20,5% al Sud e Isole. Più differenziata, invece appare l'attività di *switching* nel caso dei volumi non domestici, dove si riproduce la differenziazione già osservata per il dato complessivo: i volumi di cambio sottesi aumentano scendendo da Nord a Sud. Leggermente più uniforme, invece, risulta l'attività misurata in termini di punti, con il Nord al 24,4%, il Centro al 25,5% e il Sud al 29,3%.

La classifica (provvisoria, data la natura pre-consuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2023 (Tav. 2.28) presenta diversi cambi di posizione, dopo le prime due.

Il gruppo Enel rimane, infatti, l'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano, quest'anno con una quota del 33,8%, in lieve diminuzione rispetto al 36,3% del 2022, a causa di una diminuzione delle vendite totali del gruppo (-10,8%) maggiore del dato medio. L'incremento delle vendite del gruppo ai clienti in alta tensione (+7,2%) non è bastato, infatti, a controbilanciare le perdite in tutti gli altri segmenti (-15,5% le vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, -13,3% a quelli in media tensione, -9,5% nel segmento domestico). Queste variazioni hanno comunque eroso solo leggermente la predominanza del gruppo Enel nel *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione, rimasta comunque elevata: il 41,6% di questo mercato è infatti servito da Enel (era pari a 45,5% nel 2022). Anche nel 2023, infatti, il gruppo Enel resta il primo in tutti i segmenti di mercato (domestico e non domestico in tutte le tensioni), in ciascuno dei quali la sua quota è tuttora largamente distante da quella del gruppo inseguitore.

Con una quota del 9,1% il gruppo A2A ha confermato la seconda posizione della classifica complessiva che ha raggiunto nel 2021, superando il gruppo Edison, da sempre il primo gruppo inseguitore dell'*incumbent*. Nel 2023 le vendite del gruppo A2A sono cresciute complessivamente di 2,4 TWh (+13,2%) in tutti i segmenti e in modo particolare in quello dei clienti non domestici in alta o altissima tensione (+18,6%) e in bassa tensione (+17,6%), gli stessi in cui anche nel 2022 aveva realizzato notevoli incrementi. Il gruppo ha significativamente aumentato anche le vendite ai clienti domestici (+5,3%), pertanto anche nel segmento del *mass market* ha conservato la seconda posizione (con una quota del 6,6%), un punto percentuale superiore a quella ottenuta nel 2022.

È sceso dalla terza alla quarta posizione, invece, il gruppo Edison con una quota complessiva del 5,4% del mercato totale (stesso valore nel 2022), e con vendite complessive diminuite del 2,8%. Il gruppo ha registrato un significativo incremento nelle vendite al segmento domestico (+265 GWh, +19,4%), che non è bastato a controbilanciare la riduzione di quelle al comparto non domestico (-642,5 GWh).

Con una quota del 5,9% del mercato totale è quindi salito in terza posizione il gruppo Hera (quinto nel 2022), le cui vendite complessive nel 2023 sono cresciute del 19,7% (+2,4 TWh); l'incremento si è realizzato in tutti i segmenti, ma soprattutto verso i clienti in media tensione ai quali ha fornito 1,4 TWh in più del 2022 (+24,3%).

TAV. 2.28 Primi venti gruppi per vendite totali di energia elettrica al mercato finale nel 2023 (GWh)

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
		BT	MT	AT/AAT			
Enel	31.146	20.300	21.986	8.093	81.525	33,8%	1°
A2A	2.222	5.967	9.931	2.204	20.323	8,4%	2°
Hera	2.146	4.661	7.289	203	14.299	5,9%	5°
Edison	1.629	2.744	6.173	2.517	13.063	5,4%	3°
Axpo Group	206	2.377	7.292	2.280	12.155	5,0%	4°
Eni	5.417	1.557	3.800	859	11.632	4,8%	6°
Engie	634	364	3.250	4.089	8.337	3,5%	8°
Acea	1.887	2.016	2.279	183	6.364	2,6%	7°
Alperia	426	1.195	2.741	274	4.636	1,9%	10°
Iren	1.837	1.475	847	153	4.312	1,8%	13°
Agsm Aim	523	1.741	1.845	160	4.269	1,8%	12°
Duferco	166	1.308	1.367	1.158	3.999	1,7%	9°
Sorgenia	527	2.044	1.270	53	3.894	1,6%	18°
Repower	0	1.967	1.783	1	3.751	1,6%	14°
Nova Coop	54	753	2.801	79	3.687	1,5%	17°
C.V.A.	111	574	2.675	42	3.401	1,4%	22°
Dolomiti Energia	682	1.361	1.285	4	3.332	1,4%	15°
E.On	623	984	1.499	3	3.109	1,3%	11°
Iberdrola	80	889	1.134	5	2.108	0,9%	20°
Alpiq	0	62	1.571	197	1.831	0,8%	19°
Altri operatori	5.677	13.201	10.496	1.756	31.130	12,9%	-
TOTALE	55.991	67.541	93.313	24.315	241.159	100,0%	-

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

È rimasto fermo, invece, al quinto posto della classifica Axpo Group (con la quota del 5%) che è particolarmente rilevante nelle vendite ai clienti non domestici in media tensione, dove risulta il terzo venditore più importante (dopo Enel e A2A), con una quota del 7,8%.

Da segnalare nell'ambito della classifica il gruppo C.V.A. che rispetto al 2022 è salito di sei posizioni nella classifica (dal 22° al 16° posto) in virtù di un sostanziale raddoppio delle proprie vendite (passate da 1,6 a 3,4 TWh), soprattutto a clienti non domestici in media e in alta tensione. All'opposto, invece, la consistente discesa (di 7 posizioni) del gruppo E.On, a causa di un importante calo nelle vendite (-35,7%), e in particolare di quelle a clienti non domestici in media tensione (quasi dimezzate rispetto al 2022) e ai clienti in alta tensione.

A seguito dei movimenti della classifica appena visti, nel 2023 il livello di concentrazione del mercato totale si è leggermente ridotto, come si evince dalle diverse misure normalmente utilizzate per misurarlo. Il C3, ossia la quota di mercato dei primi tre operatori (gruppi societari), è sceso al 48,2% dal 48,7% dell'anno precedente. L'indice HHI è tornato sotto la prima soglia di attenzione (pari a 1.500), essendo sceso da 1.515 a 1.376. Un valore

di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Il numero dei gruppi societari che occorrono per superare il 75% delle vendite complessive è salito da 10 a 11.

Analizzando i vari segmenti si osserva che nel 2023 la concentrazione del mercato domestico è marginalmente diminuita, rimanendo comunque a un livello elevato: il C3 è sceso dal 71,3% al 69,3%, l'HHI è passato da 3.623 a 3.258. Come già in parte accennato, il 55,6% dell'energia consumata dalle famiglie è stato venduto dal gruppo Enel; con una quota del 9,7% il secondo gruppo è Eni, mentre nelle posizioni successive si trovano, nell'ordine, i gruppi A2A (4%), Hera (3,8%) e Acea (3,4%).

Un andamento simile della concentrazione si registra nel *mass market*, dove le misure hanno registrato minimi progressi: il C3 è sceso al 53,9% (era 56,1%) e l'indice HHI è passato da 2.201 a 1.899. Il primo operatore, come detto, è Enel con il 41,6%, seguito da A2A con il 6,6%, Eni con il 5,6%, Hera (5,5%) ed Edison (3,5%).

Anche nel caso delle vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 30,1% (era al 34,1% nell'anno precedente), rimane ben distanziata dall'8,8% del gruppo inseguitore che è A2A. Seguono Hera con il 6,9%, Edison con il 4,1% e Axpo Group con il 3,5%. L'indice HHI è passato da 1.347 a 1.127.

Nel segmento della media tensione dopo il gruppo Enel, con una quota del 23,6%, i gruppi inseguitori sono tutti abbastanza vicini tra loro: si trovano, infatti, A2A con il 10,6%, Axpo Group ed Hera, entrambi con il 7,8% Edison con il 6,6%. L'indice HHI, molto basso, è lievemente sceso da 969 a 921.

Le vendite a clienti in alta o altissima tensione sono la sezione del mercato complessivo nel quale la predominanza del gruppo Enel è seguita più da vicino dal secondo venditore: qui la quota dell'*incumbent* è del 33,3%, e la distanza con i gruppi successivi è relativamente modesta. Al secondo posto, infatti, si trova Engie con il 16,8%, al terzo posto si trova Edison con il 10,4%, al quarto posto Axpo Group con il 9,4% e al quinto A2A con il 9,1%. L'indice HHI segnala un aumento di concentrazione da 1.568 a 1.722.

Servizio di maggior tutela

Nel 2023, i consumatori domestici che non avevano ancora stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero hanno usufruito del servizio di maggior tutela, che è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

Per i primi mesi dell'anno, hanno usufruito di tale servizio anche una parte delle micro-imprese³³ e le altre utenze³⁴ servite in bassa tensione con potenza impegnata inferiore a 15 kW per le quali, ai sensi della regolazione vigente, il servizio di maggior tutela è terminato il 31 marzo 2023. Infatti, per tali clienti è stato attivato dal 1° aprile 2023 il servizio a tutele graduali per micro-imprese. Nel 2021 il servizio è terminato per le piccole imprese³⁵ e le

33 Sono micro-imprese i soggetti produttivi con meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di euro titolari di soli punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata non superiore a 15 kW.

34 Clienti non domestici diversi dalle micro-imprese.

35 Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono piccole imprese i clienti finali, alimentati in bassa tensione e diversi dai clienti domestici, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

micro-imprese più grandi³⁶; per tali soggetti dal 1° luglio 2021 è attivo il servizio a tutele graduali piccole imprese (cfr. *infra*). In base a quanto stabilito dalla legge³⁷, il servizio di maggior tutela terminerà infine anche per i clienti domestici, a partire da luglio 2024.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2023 sono stati venduti nel servizio di maggior tutela 14,2 TWh a circa 9,2 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2022, i consumi sono scesi di 7,4 TWh (-34%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 3 milioni di unità (-24,2%) (Tav. 2.29).

TAV. 2.29 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici	18.374	13.728	-25,3%	10.601,9	8.866	-16,4%
Residenti	16.166	11.959	-26,0%	8.213,3	6.752	-17,8%
Non residenti	2.208	1.769	-19,9%	2.388,6	2.114	-11,5%
Non domestici	3.485	694	-80,1%	1.558,9	353	-77,4%
Illuminazione pubblica	11	4	-63,1%	3,2	0,4	-88,9%
Altri usi	3.473	690	-80,1%	1.555,7	352	-77,4%
TOTALE	21.858	14.422	-34%	12.160,8	9.219	-24,2%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel corso dell'anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,7 milioni di clienti domestici (16,4%) e 1,2 milioni di clienti non domestici (-77,4%). Nell'ambito dei domestici, la diminuzione dei residenti (1,4 milioni, -17,8%) è proporzionalmente superiore a quella dei non residenti (0,2 milioni, -11,5%). Ancora più consistenti le diminuzioni nelle quantità vendute (26% i residenti e -19,9% i non residenti), che indicano un rilevante calo nei consumi unitari. I clienti non domestici "altri usi" presentano una evoluzione differente rispetto ai domestici, con una diminuzione molto più marcata: come detto, il numero di punti serviti è sceso del 77,4% in analogia alla riduzione dell'80,1% delle quantità vendute. Per quanto concerne i punti serviti dell'illuminazione pubblica, una categoria ormai sempre più residuale (meno dello 0,03% sia in termini di punti, sia di volumi), si registra un calo intermedio tra quello dei domestici e quello dei non domestici: -63% in termini di volumi e - 89% in termini di punti serviti.

Per quanto sopra illustrato, sono cambiate, rispetto al 2022, le quote sul consumo totale dei clienti domestici e dell'illuminazione pubblica pari, rispettivamente, al 95,2% (contro l'84,1% del 2022) e allo 0,03% (rispetto allo 0,05% del 2022); la porzione di energia venduta ai clienti non domestici "altri usi", invece, è comprensibilmente crollata al 4,8% rispetto al 15,9% osservato nel 2022, data l'uscita *ex lege* di tali clienti dal servizio.

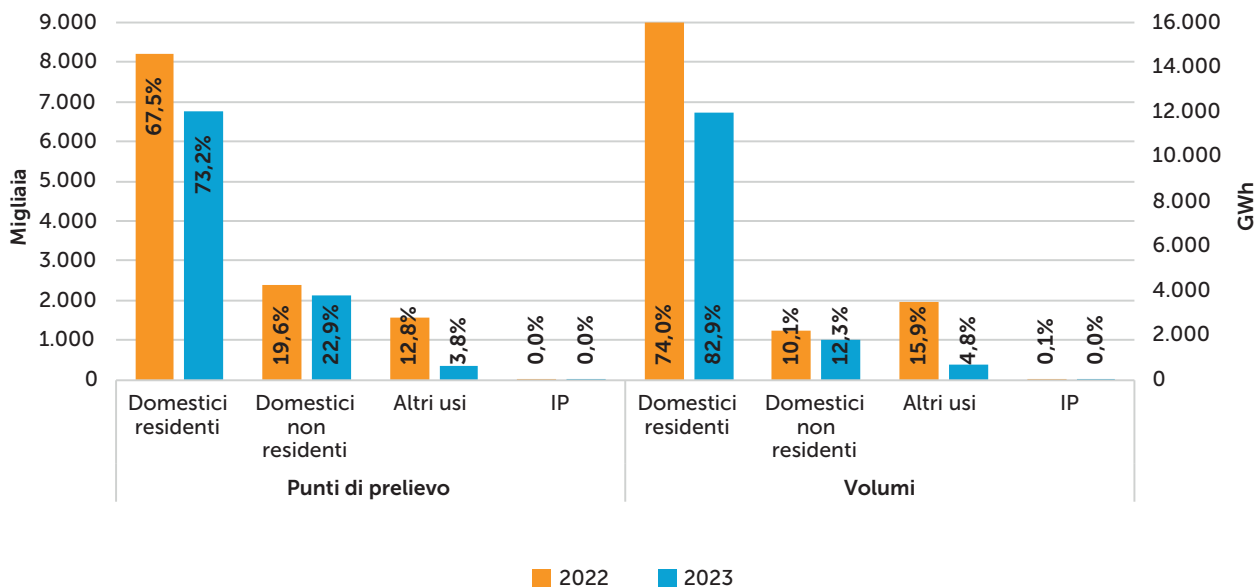
Nel 2023 la clientela domestica (residente e non residente) ha acquistato 13,7 TWh, contro i 18,4 TWh del 2022. Anche la numerosità dei clienti (8,8 milioni di punti di prelievo), si è ridotta rispetto allo scorso anno (10,6 milioni di clienti), ma in conseguenza dell'uscita dei clienti non domestici dal secondo trimestre dell'anno, la quota della clientela domestica ha quasi raggiunto il 100% (96,2% del totale) (Fig. 2.18). La maggior parte dei clienti domestici

³⁶ Micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW.

³⁷ Art. 1, comma 60 della legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i.

serviti in maggior tutela è residente (76,2% dei punti di prelievo) e assorbe l'87,1% dell'energia complessivamente acquistata dai clienti domestici.

FIG. 2.18 Consumi e clienti serviti in maggior tutela



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.30 Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2023 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	117	0,8%	89	1,0%
Bioraria	13.629	94,5%	8.790	95,4%
Multioraria	676	4,7%	340	3,7%
TOTALE	14.442	100,0%	9.219	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria e la multioraria, che insieme comprendono il 99% dei punti di prelievo (Tav. 2.30).

A quasi tutti i clienti domestici (99,1%) viene applicata la tariffa bioraria (Tav. 2.31), vale a dire la condizione economica che dipende dalla fascia oraria nella quale avviene il consumo; al restante 0,9% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. Questa ripartizione è prossima a quella dell'anno precedente. Lievemente più elevata (1,3%) è la quota dei clienti non domestici con tariffa monoraria.

TAV. 2.31 Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2023 (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Domestici residenti	11.959	82,9%	6.752	73,2%
Monoraria	78	0,5%	58	0,6%
Bioraria	11.881	82,4%	6.694	72,6%
Domestici non residenti	1.769	12,3%	2.114	22,9%
Monoraria	23	0,2%	18	0,2%
Bioraria	1.746	12,1%	2.096	22,7%
Illuminazione pubblica	4	0,0%	0	0,0%
Monoraria	4	0,0%	0	0,0%
Multioraria	0	0,0%	0	0,0%
Altri usi	690	4,8%	352	3,8%
Monoraria	12	0,1%	12	0,1%
Bioraria	2	0,0%	1	0,0%
Multioraria	676	4,7%	340	3,7%
TOTALE	14.422	100,0%	9.219	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023 il consumo medio unitario del cliente domestico è stato pari a 1.548 kWh/anno (Tav. 2.32), nettamente inferiore ai 1.733 kWh registrati nel 2022 (-11%). Nell'ambito dei clienti domestici, la parte preponderante, come descritto, è rappresentata dai residenti, per i quali si registra un consumo unitario di 1.771 kWh, in calo (-10%) rispetto ai 1.968 kWh dell'anno precedente; nettamente inferiore, come di consueto, il livello di consumo unitario dei non residenti, pari a 837 kWh e anch'esso in diminuzione, in misura meno marcata (9,4%), rispetto all'anno precedente (924 kWh). Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei clienti residenti, ovvero la categoria più numerosa dei domestici in maggior tutela, la quasi totalità (92,6%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquistata, cioè, al massimo 3.500 kWh/anno. Per quanto riguarda invece, i punti di prelievo dei non residenti (perlopiù seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 75,3% di tali clienti ricade nella prima classe (meno di 1.000 kWh/anno) e il 93,3% non supera i 2.500 kWh/anno.

TAV. 2.32 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti	11.959	87,1%	6.752	76,2%	1.771
0-1.000 kWh	955	7,0%	1.846	20,8%	517
1.000-1.800 kWh	2.956	21,5%	2.107	23,8%	1.403
1.800-2.500 kWh	2.931	21,4%	1.377	15,5%	2.128
2.500-3.500 kWh	2.700	19,7%	924	10,4%	2.921
3.500-5.000 kWh	1.497	10,9%	368	4,2%	4.065

(segue)

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
5.000-15.000 kWh	832	6,1%	126	1,4%	6.618
> 15.000 kWh	88	0,6%	4	0,0%	24.840
Domestici non residenti	1.769	12,9%	2.114	23,8%	837
0-1.000 kWh	492	3,6%	1.591	17,9%	309
1.000-1.800 kWh	363	2,6%	270	3,0%	1.344
1.800-2.500 kWh	235	1,7%	111	1,3%	2.118
2.500-3.500 kWh	211	1,5%	72	0,8%	2.933
3.500-5.000 kWh	158	1,2%	38	0,4%	4.116
5.000-15.000 kWh	205	1,5%	28	0,3%	7.393
> 15.000 kWh	104	0,8%	4	0,0%	29.716
TOTALE DOMESTICI	13.728	100%	8.866	100%	1.548

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.33 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per condizione economica e classi di consumo annuo (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh)*

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	101	76	1.320
0-1.000 kWh	9	43	203
1.000-1.800 kWh	17	12	1.412
1.800-2.500 kWh	21	10	2.153
2.500-3.500 kWh	18	6	2.961
3.500-5.000 kWh	15	4	4.097
5.000-15.000 kWh	13	2	7.410
> 15.000 kWh	7	0	39.746
Bioraria	13.627	8.790	1.550
0-1.000 kWh	1.438	3.394	424
1.000-1.800 kWh	3.301	2.365	1.396
1.800-2.500 kWh	3.146	1.479	2.127
2.500-3.500 kWh	2.893	990	2.922
3.500-5.000 kWh	1.640	403	4.069
5.000-15.000 kWh	1.024	152	6.750
> 15.000 kWh	185	7	26.933
TOTALE	13.728	8.866	1.548

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il confronto tra i consumi unitari dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti per le classi intermedie (da 1.000 a 5.000 kWh – Tav. 2.33). Nella prima classe il consumo medio dei clienti con prezzo biorario è doppio rispetto a quello dei clienti con prezzo monorario (424 contro 203 kWh), mentre nelle due classi più grandi accade l'opposto: i clienti con contratto biorario

che consumano da 5.000 a 15.000 kWh/anno consumano in media il 9% in meno di quelli con contratto monorario; nella classe "oltre 15.000 kWh" risultano consumare il 32% in meno. Per entrambe le tipologie di contratto la prima classe risulta la più numerosa in termini di clienti: il 55,7% dei punti con prezzo monorario e il 38,6% dei punti con contratto biorario, infatti, sono concentrati in questa classe. Per entrambe le tipologie di contratto, i consumi si concentrano nelle classi centrali, ovvero dalla seconda alla quarta, che assorbono, rispettivamente, il 71% e l'81% dell'energia totale.

TAV. 2.34 *Clienti domestici nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)*

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	702	463	91	152	793	616
Valle d'Aosta	13	9	13	25	26	34
Lombardia	1.898	1.090	203	231	2.100	1.321
Trentino-Alto Adige	198	121	39	62	237	183
Veneto	1.124	576	118	139	1.242	715
Friuli-Venezia Giulia	260	156	28	43	288	200
Liguria	318	227	70	125	388	353
Emilia-Romagna	817	448	97	124	914	572
Toscana	695	399	133	134	827	534
Umbria	119	69	21	23	140	92
Marche	286	169	34	51	320	220
Lazio	1.351	738	238	205	1.588	944
Abruzzo	212	135	37	79	249	213
Molise	47	35	8	18	55	53
Campania	1.271	656	142	123	1.413	779
Puglia	746	421	127	146	873	567
Basilicata	94	66	12	23	105	89
Calabria	397	232	76	117	473	348
Sicilia	983	518	190	199	1.173	716
Sardegna	430	226	92	92	522	317
ITALIA	11.959	6.752	1.769	2.114	13.728	8.866

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.34 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori.

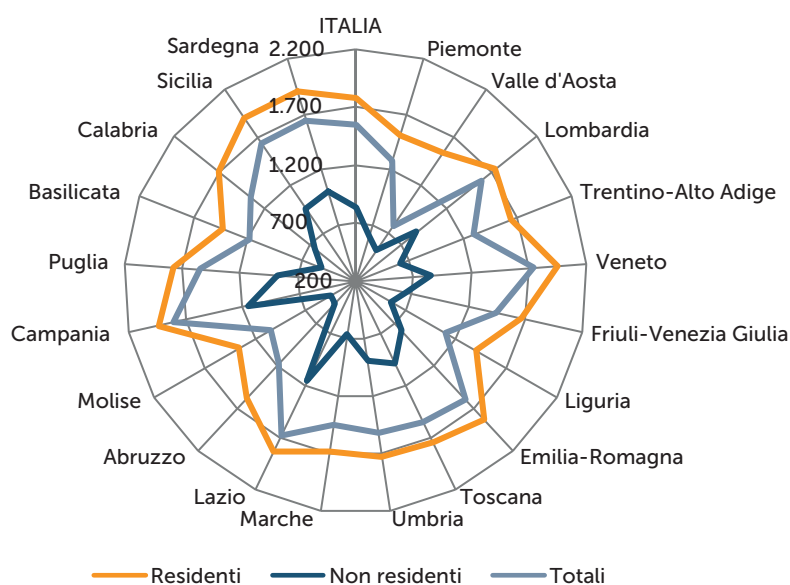
La Lombardia si conferma la regione più rilevante, in cui è localizzato il 12,3% dei punti di prelievo. Seguono il Lazio (10,8%), la Campania (10,5%), la Sicilia (9%), la Puglia (8,2%), il Veneto e l'Emilia-Romagna (entrambi al 6,8%), la Toscana (6,7%) e il Piemonte (5,8%). Le prime nove regioni, quindi, rappresentano complessivamente il 76,9% dei punti di prelievo serviti in maggior tutela e l'81,3% dei volumi. Altre nove regioni presentano una quota compresa

tra il 4% e l'1%, mentre il numero di punti del Molise e della Valle d'Aosta è inferiore all'1% del totale. Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle singole regioni, si osserva che la maggiore vocazione turistica fa sì che Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Liguria, Abruzzo, Molise, Calabria, Sardegna e Puglia siano le regioni con la quota maggiore di non residenti (tra un terzo e un quarto, tranne la Valle d'Aosta, in cui tale quota supera i due terzi). Al contrario, Campania, Lombardia ed Emilia-Romagna sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 15,8% e il 21,6%.

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati tra le regioni, in particolare quelli dei clienti residenti (Fig. 2.19). Il consumo più elevato tra i residenti si registra in Veneto, dove supera di 181 kWh la media nazionale.

Viceversa, la regione con il consumo unitario più basso è il Molise, dove si acquistano 414 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori per i clienti residenti sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Campania (+167 kWh), la Sardegna (+133 kWh) e la Sicilia (+127 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo la Liguria (-375 kWh), la Basilicata (-346 kWh) e il Piemonte (-256 kWh).

FIG. 2.19 Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2023



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti del servizio di maggior tutela relativi agli usi non domestici dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica), la tavola 2.35 propone la ripartizione per classe di consumo dei volumi dei punti di prelievo (0,3 milioni) e dei volumi (circa 690 GWh). Si tratta di quantitativi residuali perché, come sottolineato più sopra, la clientela non domestica è stata servita in questo mercato per pochi mesi.

Circa il 45% dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (< 5 MWh/anno), che costituiscono il 90% della platea di tali consumatori. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui tra 5 MWh e 10 MWh, comprende il 6,4% dei punti di prelievo e assorbe il 22,7% dell'elettricità venduta. Pertanto, il 96% dei clienti non domestici serviti in tutela ha avuto consumi annui inferiori a 10 MWh.

TAV. 2.35 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela nel 2023 per classe di consumo e di potenza (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)*

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	309	44,7%	317	89,9%	975
5-10 MWh	157	22,7%	23	6,4%	6.962
10-15 MWh	85	12,3%	7	2,0%	12.186
15-20 MWh	52	7,6%	3	0,9%	17.255
20-50 MWh	78	11,3%	3	0,8%	27.010
50-100 MWh	6	0,8%	0	0,0%	61.180
100-500 MWh	3	0,4%	0	0,0%	178.261
500-2.000 MWh	1	0,2%	0	0,0%	1.095.318
TOTALE	690	100,0%	352	100,0%	1960

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per i clienti non domestici “altri usi” la distribuzione regionale di consumi e clienti (Tav. 2.36) evidenzia che la Lombardia è la regione più importante in termini di punti di prelievo (12,3%), seguita a breve distanza da Lazio (10,8%) e Campania (10,5%); queste due regioni presentano, in termini di volumi acquistati, quote ancora più prossime e comprese tra il 12,9% e il 14,6% del totale nazionale. Immediatamente alle loro spalle la Sicilia, con un’incidenza vicina al 9% in termini di punti serviti e 8,5% di volumi. Seguono: Toscana, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte con quote decrescenti e comprese tra il 6,7% e il 5,8% dei punti di prelievo.

Si osservano, anche in questo caso, valori di consumo *pro capite* inferiori all’anno precedente: la media nazionale, pari a 1.960 kWh, presenta un calo del 12% rispetto al 2022 (2.233 kWh), simile a quello riscontrato per i domestici (-11%). Rispetto a questi ultimi, si riscontra una maggiore differenziazione regionale: in particolare il Lazio risulta la regione con il differenziale maggiore del consumo medio rispetto alla media nazionale (+709 kWh), così come il Trentino-Alto Adige (+469 kWh) e la Campania (+441 kWh).

Al contrario, i valori più bassi e fortemente inferiori alla media nazionale si osservano in Abruzzo (-1.033 kWh), in Basilicata (-672 kWh) e nelle Marche (-456 kWh), come si può osservare nella figura 2.20.

TAV. 2.36 *Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela nel 2023 per tipologia e per regione (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)*

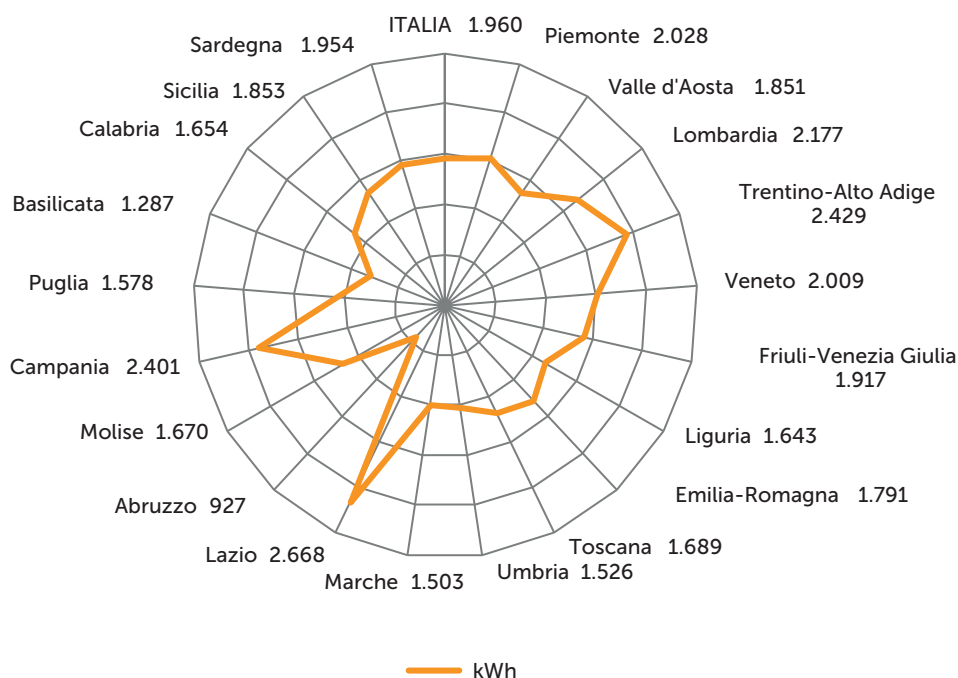
REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	41	20	2.028
Valle d’Aosta	1	1	1.851
Lombardia	95	43	2.177
Trentino-Alto Adige	14	6	2.429
Veneto	48	24	2.009
Friuli-Venezia Giulia	10	5	1.917
Liguria	19	12	1.643

(segue)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Emilia-Romagna	43	24	1.791
Toscana	40	23	1.689
Umbria	6	4	1.526
Marche	13	9	1.503
Lazio	101	38	2.668
Abruzzo	14	15	927
Molise	3	2	1.670
Campania	89	37	2.401
Puglia	46	29	1.578
Basilicata	6	4	1.287
Calabria	21	13	1.654
Sicilia	59	32	1.853
Sardegna	21	11	1.954
ITALIA	690	352	1.960

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.20 Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2023



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Per i clienti non domestici "altri usi" la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 98% dei punti di prelievo e al 96,4% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria,

che riguarda l'1,8% dei punti di prelievo e il 3,4% dell'energia. Ancora più marginale è la quota della tariffa bioraria, con cui viene fatturato lo 0,3% dei clienti e lo 0,2% dell'energia acquistata.

Infine, anche per quanto riguarda il segmento della maggior tutela relativo all'illuminazione pubblica, la tavola 2.37 riporta i dati rilevati per il 2023 che sono in fortissima caduta, tenuto conto che anche questa tipologia di clienti è uscita dal servizio a partire dal secondo trimestre dell'anno. Nel 2023 sono stati serviti in maggior tutela 356 punti che hanno acquisito 4,1 GWh, in diminuzione del 64,3% rispetto all'anno precedente. Il consumo unitario medio è risultato pari a 11.395 kWh, in forte aumento rispetto ai 3.514 kWh del 2022.

Circa il 60% dei punti di prelievo si colloca nella classe di consumo più piccola (fino a 5 MWh), che assorbe però l'8% dell'energia venduta per illuminazione pubblica; mentre nella quinta classe, quindi con un consumo fino a 50 MWh, si registra il 25,7% dell'energia venduta. L'insieme delle prime tre classi di consumo (da 0 a 15 MWh) raccoglie invece l'82% dei punti di prelievo e il 26% dell'energia. Tre quarti dell'energia è acquistata dai punti con consumo annuo superiore a 15 MWh e, in particolare, da quelli collocati nelle classi di consumo tra 20 e 100 MWh, che insieme assorbono il 41% dell'energia, benché comprendano solo il 12,6% dei punti.

TAV. 2.37 *Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)*

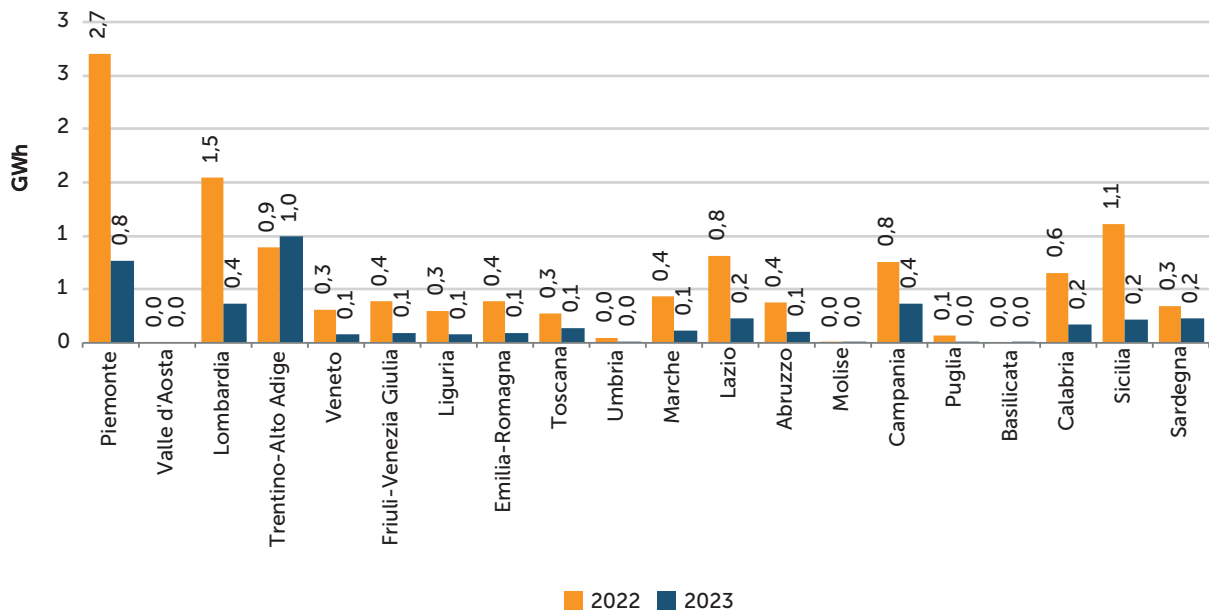
CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	0,3	60,1%	214	60,1%	1.586
5-10 MWh	0,4	14,0%	50	14,0%	7.251
10-15 MWh	0,3	7,9%	28	7,9%	12.390
15-20 MWh	0,3	4,9%	17	4,9%	17.148
20-50 MWh	1,0	9,9%	35	9,9%	29.576
50-100 MWh	0,6	2,7%	10	2,7%	66.919
100-500 MWh	0,0	0,1%	0,4	0,1%	102.814
500-2.000 MWh	1,0	0,4%	1	0,4%	785.910
TOTALE	4,1	100%	356	100%	11.395

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella figura 2.21 si può osservare l'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2022 e nel 2023, con la ripartizione tra le regioni. I volumi maggiori si osservano in Trentino-Alto Adige (quasi 1 GWh).

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2023 sono 107, due in meno rispetto al 2022. Le operazioni societarie più rilevanti che hanno riguardato gli esercenti del servizio nel corso del 2023 sono le seguenti:

- il 1° gennaio il Comune di Tires ha cessato l'attività, cedendola a Edyna;
- il 1° aprile il Comune di Cavalese ha ceduto l'attività a Dolomiti Energia e il Comune di Francavilla di Sicilia ha ceduto l'attività a Servizio Elettrico Nazionale.

FIG. 2.21 Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel servizio di maggior tutela per regione

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.38 Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2023 (volumi in GWh)

RAGIONE SOCIALE	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Servizio Elettrico Nazionale	12.126	84,1%	1°
Acea Energia	978	6,8%	2°
A2A Energia	440	3,0%	3°
Iren Mercato	206	1,4%	4°
Dolomiti Energia	158	1,1%	5°
Estenergy	64	0,4%	7°
Alperia Smart Services	61	0,4%	6°
Hera Comm	56	0,4%	8°
Agsm Aim Energia	43	0,3%	9°
CVA Energie	27	0,2%	11°
Amet	26	0,2%	10°
Prometeo	18	0,1%	12°
Odoardo Zecca	18	0,1%	15°
S.I.P.I.C.	14	0,1%	13°
Società Elettrica Liparese	13	0,1%	16°
Altri esercenti	176	1,2%	-
TOTALE	14.422	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.38 illustra, infine, le prime 15 imprese che hanno gestito nel 2023 il servizio di maggior tutela con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente.

La quota del principale esercente, Servizio Elettrico Nazionale del gruppo Enel, è scesa all'84,1% (1,1 punti in meno del 2022), un calo lieve si riscontra anche nelle quote di mercato di Alperia (-0,1%), di Amet (-0,03%) e di S.I.P.P.I.C. (-0,01%); tutti gli altri esercenti registrano un aumento della quota di mercato se pur ridotto. Le prime 5 posizioni restano stabili rispetto all'anno 2022, salgono invece Estenergy, Società Elettrica Liparese e CVA Energie che guadagnano una posizione, mentre Odoardo Zecca sale di due posizioni. I 92 esercenti che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,2% del servizio di maggior tutela, come nell'anno precedente.

Non si registrano variazioni nella misura del grado di concentrazione, in termini sia di indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, calata al 94,2%) sia di indice HHI, sceso da 7.307 del 2022 a 7.221 del 2023 (si ricorda che il valore di 10.000 indica la concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

Servizio a tutele gradualì per le piccole imprese

Il servizio a tutele gradualì è il servizio disciplinato dall'Autorità per accompagnare il passaggio al mercato libero dell'energia elettrica e garantire la continuità della fornitura a quei clienti che non hanno scelto un'offerta in tale mercato dopo la rimozione della tutela di prezzo (mercato di maggior tutela³⁸). In base alle scadenze definite dal legislatore, il servizio di maggior tutela è cessato, a partire dal 1° gennaio 2021, dapprima per le piccole imprese di energia elettrica connesse in bassa tensione³⁹ e per le micro-imprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, dal 1° gennaio 2023, per tutte le altre micro-imprese. Dal 2023, pertanto, il servizio a tutele gradualì è stato differenziato in due segmenti: quello per le piccole imprese e quello per le micro-imprese.

Entrambi i servizi vengono erogati da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali. Ogni area territoriale è servita da un solo fornitore, il quale può anche servire più aree contemporaneamente, laddove abbia partecipato e sia risultato vincitore in più aree per l'aggiudicazione del servizio.

Al fine di mitigare temporaneamente l'impatto delle raccolte dati sugli operatori rispondenti, nell'indagine annuale, per il 2023 non è stata prevista la separazione esplicita dei dati relativi al servizio a tutele gradualì per le piccole imprese da quelli relativi al servizio a tutele gradualì per le micro-imprese. Le analisi di dettaglio esposte nel seguito, tuttavia, sono state distinte per i due servizi e derivano da elaborazioni e stime che l'Autorità ha effettuato sui dati raccolti.

L'Autorità ha stabilito che il servizio a tutele gradualì per le piccole imprese venga erogato per un periodo di tre anni, dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024, da venditori selezionati attraverso specifiche procedure concorsuali per ciascuna delle quattro aree territoriali appositamente definite, come indicato nella tavola 2.39. Al termine di tale periodo il servizio sarà assegnato agli operatori in esito a nuove aste.

³⁸ Legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176 convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6.

³⁹ Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 2019/944 sono piccole imprese le imprese con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 10 milioni di euro.

Le condizioni contrattuali del servizio corrispondono a quelle delle Offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (Offerte PLACET), definite dall'Autorità, relative alle modalità e tempistiche di fatturazione, al contenuto dei documenti di fatturazione, alle garanzie da richiedere al cliente, alle tempistiche e alle modalità di pagamento, nonché alle modalità di rateizzazione e di applicazione degli interessi di mora in caso di mancato pagamento da parte del cliente finale. Le Offerte PLACET non prevedono quindi la fissazione dei prezzi da parte dell'Autorità; le condizioni economiche relative alla spesa per la materia energia, infatti, sono basate sui valori consuntivi del Prezzo unico nazionale e comprendono corrispettivi a copertura degli altri costi di approvvigionamento e commercializzazione. Il prezzo pagato dai clienti finali dipende anche dal livello dei parametri offerti da ciascun esercente il servizio a tutele gradualmente in ciascuna area territoriale di assegnazione del servizio.

TAV. 2.39 *Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele gradualmente per le piccole imprese nel periodo 1° luglio 2021-30 giugno 2024 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Lazio, Lombardia, Veneto, Liguria, Trentino	A2A Energia
Campania, Marche, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna	Hera Comm
Friuli-Venezia Giulia, Valle d'Aosta, Puglia, Toscana e Comune di Milano	Iren Mercato
Piemonte, Emilia-Romagna	Axpo Italia

Fonte: ARERA.

Le stime basate sui dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2023 nel servizio a tutele gradualmente per le piccole imprese sono stati venduti 1,5 TWh a 92.700 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*; Tav. 2.40). Rispetto al 2022, i consumi si sono ridotti (-0,8 TWh, -35%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 43 mila unità (-32%).

TAV. 2.40 *Servizio a tutele gradualmente per le piccole imprese per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023 ^(A)	VARIAZIONE	2022	2023 ^(A)	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	182,2	148,6	-18,5%	14,4	12,1	-16,0%
Altri usi	2.120,8	1.357,4	-36,0%	121,8	80,6	-33,8%
TOTALE	2.303,0	1.505,9	-34,6%	136,2	92,7	-31,9%

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele gradualmente per le piccole imprese e servizio a tutele gradualmente per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio, la tipologia di cliente più numerosa è quella dei clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti "altri usi"), che hanno consumato circa 1,3 GWh e annoverano circa 81.000 punti di prelievo, per un consumo unitario di 16.839 kWh, in calo del 3% rispetto a quello dell'anno precedente (17.412 kWh).

Il 72% circa dei punti di prelievo per altri usi ricade nelle prime tre classi dimensionali (fino a 15 MWh/anno), ma nel loro insieme tali classi assorbono solo il 17,6% dei consumi della categoria. La maggior parte dei consumi (74,4%) è concentrato nelle tre classi medio-grandi (da 20 a 500 MWh/anno) che includono il 22,5% dei punti

di prelievo, mentre le classi successive hanno un'incidenza quasi irrilevante, sia in termini di punti serviti, sia in termini di energia acquistata (Tav. 2.41).

TAV. 2.41 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023^(A) per classe di consumo (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	72,7	4,8%	46,3	50,0%	1.568
5-10 MWh	93,8	6,2%	12,3	13,3%	7.613
10-15 MWh	98,7	6,6%	7,8	8,4%	12.683
15-20 MWh	95,5	6,3%	5,4	5,8%	17.758
20-50 MWh	446,7	29,7%	13,9	15,0%	32.129
50-100 MWh	337,0	22,4%	4,9	5,3%	68.790
100-500 MWh	337,3	22,4%	2,0	2,2%	165.096
500-2.000 MWh	21,8	1,4%	0,0	0,0%	671.108
2.000-20.000 MWh	2,4	0,2%	0,0	0,0%	6.091.423
TOTALE	1.505,9	100,0%	92,7	100,0%	16.245

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Analizzando la condizione economica delle piccole imprese in tale servizio si evince che la quasi totalità (97,7%) ha un contratto con tariffa multioraria (Tav. 2.42) sia in termini di punti, sia in termini di volumi. Molto marginale la monoraria (circa 2% dei punti e dei volumi) e praticamente assente la bioraria.

TAV. 2.42 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023^(A) per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	31,0	2,1%	2,1	2,3%
Bioraria	4,3	0,3%	0,1	0,1%
Multioraria	1470,7	97,7%	90,4	97,6%
TOTALE	1505,9	100,0%	92,7	100,0%

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione regionale dei clienti è illustrata nella tavola 2.43. La Lombardia risulta la regione più importante, con una quota di circa il 19% in termini sia di volumi, sia di punti di prelievo, seguita da Lazio (10,9%), Campania (9%) e Veneto (8,6%); tutte le altre regioni hanno quote inferiori all'8%. In termini di punti di prelievo, le principali regioni in cui è diffuso il servizio a tutele graduali, dopo la Lombardia, sono: il Veneto (9,5%), l'Emilia-Romagna (8,8%), la Campania (8,1%) e il Piemonte (7,6%); le rimanenti hanno quote inferiori al 7%.

TAV. 2.43 Servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023^(A) per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	102,3	7,1	14.484
Valle d'Aosta	1,9	0,1	15.271
Lombardia	280,7	17,5	16.075
Trentino-Alto Adige	19,3	1,2	16.190
Veneto	129,1	8,8	14.614
Friuli-Venezia Giulia	26,9	1,6	16.742
Liguria	34,8	3,2	10.988
Emilia-Romagna	117,1	8,1	14.398
Toscana	95,5	4,9	19.388
Umbria	15,5	1,2	12.657
Marche	29,3	2,5	11.924
Lazio	164,9	6,0	27.421
Abruzzo	25,3	2,0	12.401
Molise	8,5	0,8	10.169
Campania	135,3	7,5	18.071
Puglia	90,3	5,0	18.230
Basilicata	14,1	1,1	12.728
Calabria	60,6	4,9	12.260
Sicilia	107,3	5,6	19.039
Sardegna	47,2	3,5	13.523
ITALIA	1.505,9	92,7	16.245

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il consumo medio nazionale è pari a 16.245 kWh; presentano valori sensibilmente superiori il Lazio (+69%), la Toscana (+19%) e la Sicilia (+17%). Di converso sono nettamente inferiori i consumi medi registrati in Molise (-37%), in Liguria (-32%) e nelle Marche (-27%).

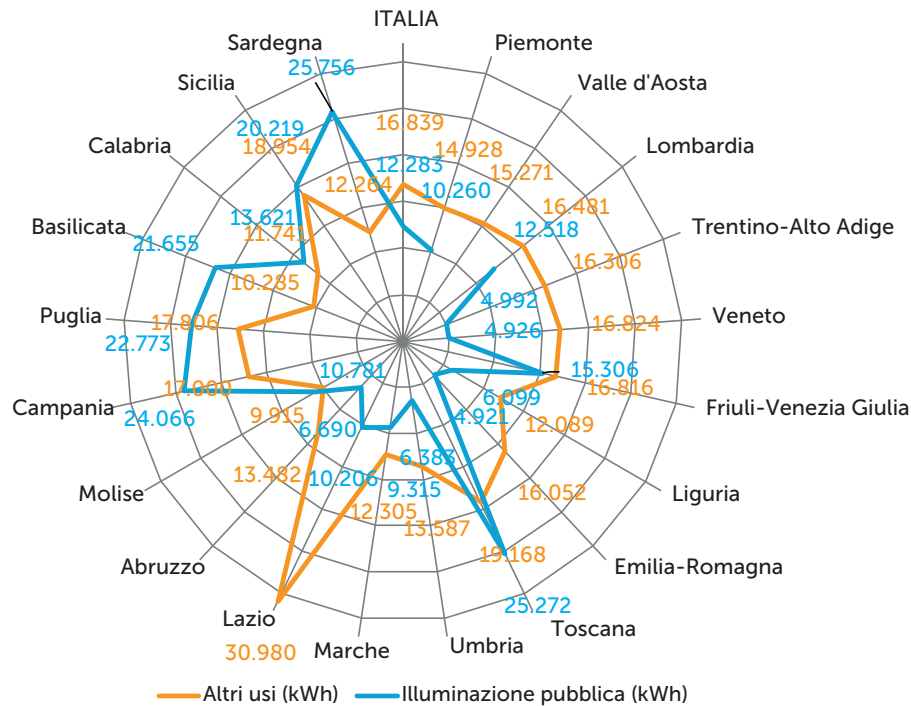
Nella figura 2.22 è indicata la ripartizione dei consumi medi regionali dei clienti che utilizzano l'energia per l'illuminazione pubblica e per gli altri usi; a livello nazionale il consumo medio delle utenze altri usi è più elevato di quello delle utenze relative all'illuminazione pubblica di circa il 27%.

I clienti finali non domestici "altri usi" registrano per il 2023 un consumo medio di 16.839 kWh; a livello regionale si discostano sensibilmente dal valore medio nazionale il Lazio (+14.140 kWh), la Basilicata (-6.555 kWh) e il Molise (-6.924 kWh).

Le utenze di illuminazione pubblica hanno un consumo medio di 12.283 kWh; a livello regionale si registrano differenze, con un consumo superiore alla media nazionale, in Sardegna (di 13.473 kWh), in Toscana (+12.989 kWh)

e in Sardegna (+10.490 kWh), mentre, all'opposto, evidenziano un valore inferiore alla media nazionale il Veneto (-7.357 kWh), il Trentino-Alto Adige (-7.292 kWh) e l'Emilia-Romagna (-7.362 kWh).

FIG. 2.22 Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese nel 2023^(A)



(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio a tutele graduali per le micro-imprese

L'Autorità ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le micro-imprese, rivolto ai clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW, per un periodo di quattro anni, che va dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027. Il 16 dicembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per l'aggiudicazione del servizio. Nella tavola 2.44 è riportato il nominativo del soggetto esercente il servizio per ciascuna delle dodici aree territoriali in cui è suddiviso.

Le condizioni contrattuali sono analoghe a quelle delle Offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della commodity nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzati (c.d. PUN ex post). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Le stime basate sui dati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2023 nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese sono stati venduti 1,5 TWh a 827.000 punti di prelievo (anche qui calcolati con il criterio del *pro die*) (Tav. 2.45).

TAV. 2.44 *Esercenti selezionati per l'erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese nel periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2027 in ciascuna area territoriale*

AREA TERRITORIALE	ESERCENTE
Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm
Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio-Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia
Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2A Energia
Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia
Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia
Liguria, Biella, Cuneo, Torino	Agsm Aim Energia
Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	Illumia
Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2A Energia
Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie
Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2A Energia
Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia
Sicilia	A2A Energia

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.45 *Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A) per tipologia di cliente (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)*

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Illuminazione pubblica	4,3	0,7	6.001
Altri usi	1.542,4	825,9	1.867
TOTALE	1.546,7	826,7	1.871

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'ambito del servizio, la quasi totalità dei punti e dei volumi è rappresentata dai clienti non domestici con consumi diversi dall'illuminazione pubblica (o clienti "altri usi"); l'illuminazione pubblica rappresenta, infatti, lo 0,1% del totale dei punti e lo 0,3% dei volumi. I clienti non domestici "altri usi" hanno consumato circa 1,5 TWh e annoverano circa 827 mila punti di prelievo, per un consumo medio di 1.865 kWh, rispetto all'illuminazione pubblica che registra un consumo medio di 6.000 kWh.

Le utenze "altri usi" presentano profili di consumo molto simili alle utenze domestiche: i dati infatti mostrano un livello di consumo medio analogo e una distribuzione dei volumi nell'ambito delle classi di consumo altrettanto simile (Tav. 2.46). Il 79,3% dei volumi è concentrata nelle prime tre classi di consumo (fino a 15 MWh), di cui quasi il 50% è incluso nella classe più piccola, quella con un consumo inferiore a 5 MWh. In termini di punti, la quasi totalità si colloca nella prima fascia di consumo (91,8%).

TAV. 2.46 Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A) per classe di consumo (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	753,1	48,7%	759,5	91,8%	993
5-10 MWh	307,6	19,9%	42,5	5,1%	7.240
10-15 MWh	166,3	10,8%	13,1	1,6%	12.665
15-20 MWh	99,5	6,4%	5,6	0,7%	17.710
20-50 MWh	183,1	11,8%	6,6	0,8%	27.945
50-100 MWh	14,5	0,9%	0,2	0,0%	60.526
100-500 MWh	0,8	0,0%	0,0	0,0%	152.544
500-2.000 MWh	1,8	0,1%	0,0	0,0%	963.026
2.000-20.000 MWh	19,9	1,3%	0,0	0,0%	3.787.485
TOTALE	1.546,7	100,0%	827,6	100,0%	1.871

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La disaggregazione delle micro-imprese per tipo di tariffazione nel servizio a tutele graduali (Tav. 2.47) non mostra grandi differenze rispetto a quella delle piccole imprese: l'89% dei punti e dei volumi ha un contratto con tariffa multioraria; la condizione monoraria, che interessa l'11% circa dei punti e dei volumi, è marginale ma leggermente più importante rispetto a quella delle piccole imprese (dove interessa il 2% circa dei punti e dei volumi) e praticamente assente la bioraria.

TAV. 2.47 Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A) per condizione economica (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia)

CONDIZIONE ECONOMICA	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	174,5	11,3%	85,3	10,3%
Bioraria	1,5	0,1%	0,4	0,1%
Multioraria	1370,6	88,6%	740,9	89,6%
TOTALE	1546,7	100,0%	826,7	100,0%

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella distribuzione regionale dei clienti (Tav. 2.48) il Lazio emerge come la regione che assorbe la quota maggiore dei consumi totali, pari al 15,5%, ma anche la Campania (13,1%) e la Lombardia (12,1%) possiedono una quota simile; tutte le altre regioni hanno quote inferiori al 9%. In termini di punti di prelievo la distribuzione non muta: le principali regioni in cui è diffuso il servizio sono il Lazio (13%), la Lombardia (11,6%) e la Campania (10,6%); le rimanenti hanno tutte quote inferiori al 9%.

Il consumo medio nazionale è pari a 1.871 kWh; pur non riscontrando differenze sostanziali, gli unici territori che mostrano le differenze più consistenti risultano la Campania, che ha un consumo medio superiore alla media nazionale di 434 kWh (+23%) e il Lazio (348 kWh, +19%); all'opposto, Basilicata, Marche e Umbria mostrano un consumo inferiore alla media nazionale rispettivamente di 710 kWh (-38%), 510 kWh (-27%) e 478 kWh (-26%).

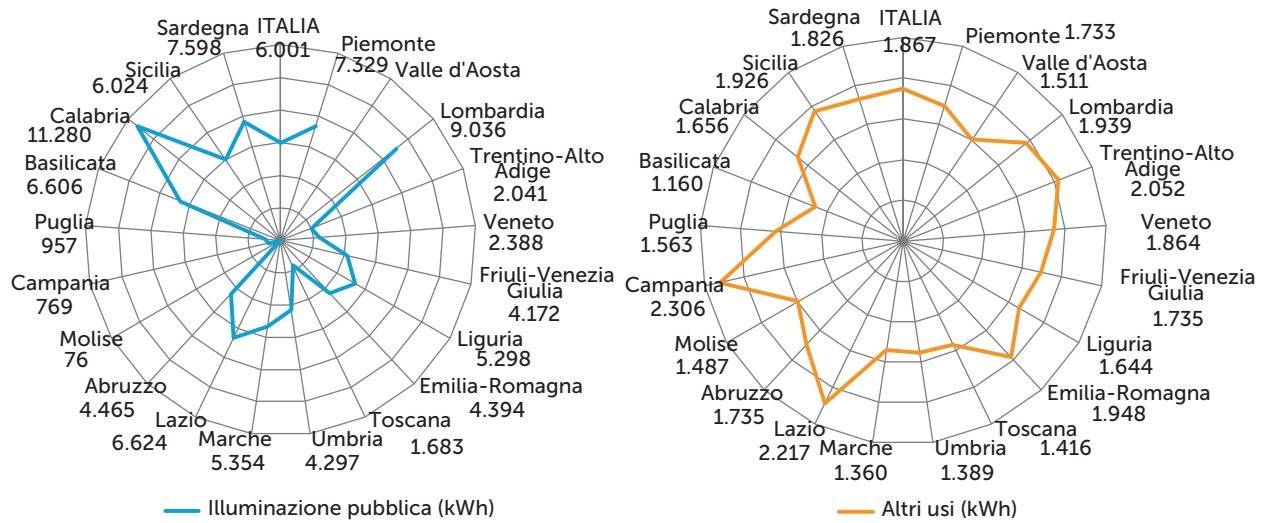
TAV. 2.48 Servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A) per regione (volumi in GWh; numero di punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh)

REGIONI	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
Piemonte	88,9	50,7	1.752
Valle d'Aosta	2,6	1,7	1.511
Lombardia	187,5	96,4	1.945
Trentino-Alto Adige	27,9	13,6	2.052
Veneto	103,1	55,3	1.864
Friuli-Venezia Giulia	21,3	12,2	1.742
Liguria	44,1	26,8	1.650
Emilia-Romagna	115,7	59,4	1.949
Toscana	80,9	57,1	1.416
Umbria	13,8	9,9	1.393
Marche	29,6	21,8	1.361
Lazio	239,1	107,7	2.219
Abruzzo	26,2	15,1	1.739
Molise	5,5	3,7	1.487
Campania	202,3	87,8	2.305
Puglia	103,4	66,1	1.563
Basilicata	11,6	10,0	1.161
Calabria	50,2	30,1	1.667
Sicilia	147,2	76,2	1.931
Sardegna	45,9	25,1	1.827
ITALIA	1.546,7	826,7	1.871

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella figura 2.23 si può osservare la ripartizione regionale dell'energia acquistata nel 2023 per illuminazione pubblica e per altri usi, tramite il servizio a tutele graduali per le micro-imprese: le utenze "altri usi" hanno consumo medio nazionale pari a 1.867 kWh, decisamente inferiore ai 6.001 kWh per gli usi di illuminazione pubblica (-69%). Inoltre, mentre la distribuzione dei consumi medi regionali per gli altri usi è piuttosto uniforme, quella per le utenze di illuminazione pubblica evidenzia un andamento molto meno omogeneo, con differenze regionali più marcate rispetto alla media nazionale: in Calabria e in Lombardia le utenze di illuminazione pubblica possiedono un consumo maggiore rispettivamente del 47% e del 34%. Campania, Puglia e Toscana, invece, hanno un consumo inferiore alla media rispettivamente di 5.232 kWh (-681%), 5.044 (-527%) e 4.318 kWh (-257%); spiccano però il Molise, il cui consumo medio per illuminazione pubblica è estremamente piccolo, pari solo a 76 kWh, e la Valle d'Aosta che non risulta avere punti di consumo su questo utilizzo.

FIG. 2.23 Consumi medi regionali dei clienti nel servizio a tutele graduali per le micro-imprese nel 2023^(A)

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato libero

Come già anticipato nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2023 sono stati venduti nel mercato libero dell'energia elettrica 218,6 TWh (4,7 TWh in meno del 2022), a poco più di 27 milioni di clienti, cresciuti del 9% rispetto al 2022.

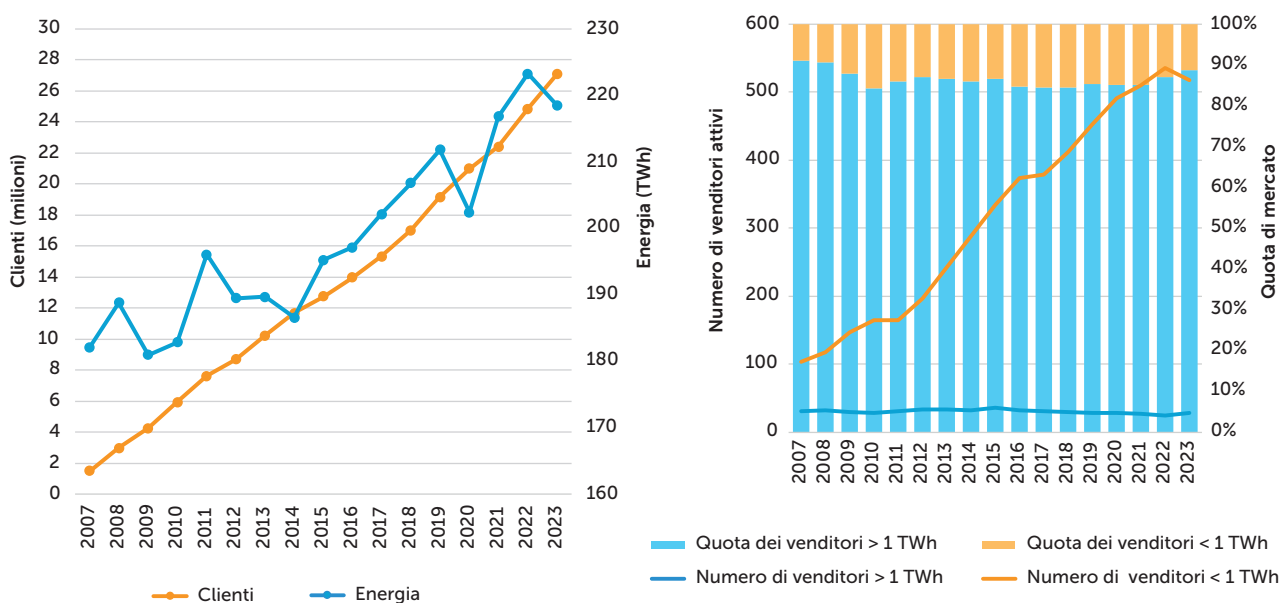
Dalla sua apertura, nel 2007, il mercato libero registra una costante e marcata crescita dei clienti, così come l'energia che ha intermediato e il numero di venditori che vi operano. In sedici anni è cresciuto del 20% in termini di energia venduta e i punti serviti sono passati da 1,5 a 27 milioni, benché tale espansione non abbia mantenuto sempre lo stesso ritmo e, anzi, nell'arco del tempo abbia sperimentato anche qualche battuta d'arresto (Fig. 2.24). Il 2023 è stato appunto un anno di pausa nella crescita delle quantità vendute, nonostante la notevole espansione del numero di clienti serviti.

A prescindere dall'andamento del mercato, comunque, il numero di venditori attivi è cresciuto ininterrottamente dal 2007. Il 2023 risulta essere il primo anno in cui tale tendenza si è interrotta. Ciò è probabilmente dovuto al fatto che nel 2023 è andato a regime l'Elenco venditori di energia elettrica⁴⁰ (il c.d. EVE), che ha imposto alle imprese che vogliono svolgere l'attività di vendita di energia elettrica una serie di requisiti per ottenere l'autorizzazione a operare. Al momento dell'avvio dell'EVE, i venditori già presenti nel mercato erano stati tutti autorizzati provvisoriamente, ma il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, che gestisce l'elenco, ha successivamente svolto i necessari accertamenti per verificare la sussistenza dei requisiti, ritirando l'autorizzazione alle imprese che non li rispettavano. Il numero degli operatori attivi nel mercato nel 2023 è quindi stato ridotto dalle uscite imposte dal Ministero.

40 Istituito dalla legge 4 agosto 2017, n. 124, e disciplinato dal regolamento adottato dal Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, n. 164.

Nel 2023, infatti, in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, le imprese attive nel mercato libero sono risultate 546, 14 in meno rispetto al 2022 (-2,5%) (Tav. 2.46). Poiché nel frattempo le vendite si sono ridotte in misura leggermente inferiore (2,1%), il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano in questo mercato è rimasto sostanzialmente invariato, dopo anni di costante diminuzione. Nel 2023, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano nel mercato libero è risultato pari a 400 GWh, anziché i 399 GWh registrati nel 2022. Rispetto a quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato, pari a 1.349 GWh, il valore attuale è 3,4 volte inferiore.

FIG. 2.24 Evoluzione del mercato libero di energia elettrica



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2022, i venditori di grandissima dimensione sono diventati cinque: a Enel Energia, A2A Energia, Edison e Axpo Italia, già presenti negli anni precedenti, si è aggiunto Hera Comm, le cui vendite hanno superato la soglia di 10 TWh. Il numero dei venditori di grande dimensione (cioè con vendite comprese tra 5 e 10 TWh) è invece diminuito di tre unità; nel 2023, infatti, sono rimaste in questo gruppo solo Eni Plenitude ed Engie Italia, perché Hera Comm è passata alla classe superiore, mentre Alperia Smart Service e Acea Energia non hanno superato la soglia dei 5 TWh.

La classe di soggetti con vendite tra 1 e 5 TWh che nel 2022 contava 16 imprese, quest'anno ne annovera 21: sono entrate le due società provenienti dalla classe superiore, insieme con Exergia, Met Energia Italia e Shell Energy Italia. Entrambe le ultime due classi di venditori, invece, registrano un calo del numero di soggetti rispetto al 2022: 7 in meno dalla classe dei piccoli e 10 in meno da quella dei più piccoli (con vendite inferiori a 0,1 TWh).

La porzione di mercato soddisfatta dalle imprese che vendono meno di 1 TWh nel 2023 è scesa all'11,4%, un punto percentuale e mezzo inferiore a quella osservata nel 2022. Come si vede nella parte a destra della figura 2.24, da sedici anni i venditori di più piccole dimensioni (518 imprese nel 2023) si dividono sempre la medesima quota di mercato, quest'anno addirittura lievemente diminuita. Le prime tre classi di operatori, cioè le prime 28 imprese (corrispondenti al 5,1% dei venditori attivi), nel 2023 hanno coperto l'88,6% delle vendite complessive;

nel 2022 le prime tre classi contavano 25 imprese che corrispondevano al 4,5% dei venditori attivi e coprivano l'87,1% del mercato libero.

TAV. 2.49 Attività dei venditori per classe di vendita

CLASSE DI VENDITORI	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Numero di esercenti in maggior tutela	127	123	119	112	109	106
Numero di venditori attivi	441	481	521	537	560	546
Oltre 10 TWh	2	3	4	4	4	5
5-10 TWh	8	7	4	8	5	2
1-5 TWh	19	18	20	15	16	21
0,1-1 TWh	78	74	71	80	72	65
Fino a 0,1 TWh	334	379	422	430	463	453
Volume venduto (TWh)	206,8	211,8	202,4	216,9	223,2	218,6
Oltre 10 TWh	67,6	81,2	90,8	96,7	109,6	118,5
5-10 TWh	56,4	50,5	26,9	51,4	35,2	16,9
1-5 TWh	50,6	48,9	54,6	36,5	49,7	58,3
0,1-1 TWh	26,5	25,0	23,8	25,5	21,5	17,4
fino a 0,1 TWh	5,6	6,2	6,3	6,8	7,3	7,5
Volume medio unitario (GWh)	469	440	389	404	399	400
Oltre 10 TWh	33.798	27.077	22.712	24.180	27.389	23.693
5-10 TWh	7.053	7.217	6.735	6.421	7.037	8.458
1-5 TWh	2.665	2.717	2.731	2.433	3.105	2.775
0,1-1 TWh	340	338	335	319	298	268
fino a 0,1 TWh	17	16	15	16	16	17

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

La composizione societaria del capitale sociale delle imprese che operano nella vendita a clienti finali liberi al 31 dicembre 2023, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello⁴¹, mostra una significativa importanza delle persone fisiche, che risultano possedere il 34,2% del capitale delle società di vendita; quote rilevanti appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (11,6%) e alle imprese energetiche locali (6,1%). Gli enti pubblici e gli istituti finanziari non risultano essere molto presenti nella compagine societaria dei venditori (le rispettive quote sono pari al 2,8% e allo 0,4%), mentre la categoria di soci più rilevante è quella delle società diverse, la quale risulta possedere il 42,8% delle quote di capitale sociale dell'insieme dei venditori. Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti, si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, con il 4,1% che è detenuto da soggetti di origine straniera.

Come di consueto, anche nel 2023 sono state comunicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose variazioni societarie riguardanti l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica (Tav. 2.50).

⁴¹ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

Ventidue imprese hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero elettrico: tra loro, molte sono società che erano già presenti nei mercati energetici con altre attività. Ottanta imprese risultano aver cessato l'attività, un numero molto più ampio del passato perché include le molte operazioni di rettifica sulle attività di società che sono avvenute a seguito dell'operatività dell'EVE del Ministero della transizione ecologica. Oltre alle estinzioni per incorporazione, in corso d'anno è stata comunicata nell'Anagrafica operatori anche l'estinzione per liquidazione della società 3VG Power & Gas.

TAV. 2.50 Operazioni societarie riguardanti l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica nel 2023 per tipologia

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività	22
Cessione/Acquisizione dell'attività	2
Cessazione dell'attività	80
Estinzioni o avvio di procedure di liquidazione	1
Fusioni/Incorporazioni	7
Modifica di gruppo societario	5
Cambio di ragione sociale	14
Cambio di natura giuridica	6

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Le operazioni di acquisizione e/o cessione dell'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica riguardano: Energia San Cassiano che ha ceduto l'attività a Interessenza Elettrica Vicina Armentarola, e Milano Gas e Luce che ha acquisito l'attività da MGL Holding.

Come sempre le incorporazioni sono avvenute infragruppo, nel senso che prima dell'operazione di acquisizione l'incorporante e l'incorporata facevano già parte del medesimo gruppo societario. Dall'inizio dell'anno, all'interno del gruppo Edison, la società Edison Next Government ha incorporato Edison Facility Solutions, mentre all'interno del gruppo Gas Rimini l'impresa Astea Energia ha incorporato Porto Recanati Gas. Nel mese di giugno Lifegate Energy – Società Benefit ha incorporato Lifegate Energy People e da settembre Enercom ha incorporato ENERpartner (gruppo Enercom); in ottobre Hera Comm ha incorporato Con Energia (entrata nel gruppo Hera in aprile) e da novembre Eni Plenitude Società Benefit ha incorporato PLT Puregreen (che era entrata nel gruppo Eni a luglio). Infine, in chiusura d'anno, Enegan ha incorporato Gopower (gruppo Enegan).

Per quanto attiene invece ai cambiamenti d'appartenenza a gruppi societari si segnalano tra gli altri: Lifegate Energy che è entrata nel gruppo Newatt da marzo, quando la capogruppo Newatt ne ha acquisito il 55% del capitale sociale; in ottobre Milano Gas e Luce è entrata a far parte del gruppo EG Holding (cioè da quando Milano Gas e Luce Holding ha ceduto il 51% delle quote del capitale sociale a Vivigas, che fa parte del gruppo) e B2G Sicity (che è la vecchia Erg Power) è entrata a far parte del gruppo Achernar con l'acquisizione da parte di Achernar Energy del 100% del capitale sociale dell'impresa.

Quattordici imprese hanno cambiato ragione sociale, spesso in occasione di modificazioni della loro compagine societaria o di altre operazioni più complesse. Tra queste, a febbraio Facile Energie ha assunto la denominazione

Reale Energia, a settembre Websis ha assunto la denominazione Wow Energia, da novembre MAG.Servizi Energia si chiama Capitolina Servizi Energia, mentre da dicembre Ego Energy è divenuta Mia Power.

Infine, sei imprese hanno cambiato natura giuridica, passando in quattro casi da società a responsabilità limitata a società per azioni e divenendo società a responsabilità limitata in due casi.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero (Tav. 2.51) non evidenzia clamorosi movimenti rispetto al 2022: come di consueto, si osserva la predominanza del gruppo Enel, per altro con la quota del 31,1% delle vendite complessive, identica a quella del 2022. In seconda posizione, con una quota largamente inferiore e pari al 7,4%, si trova il gruppo A2A (7,1% nel 2022). È rimasto in terza posizione, sempre con il 6%, il gruppo Edison, che è stato superato dal gruppo A2A nel 2021.

Enel ed Edison hanno registrato entrambi un leggero decremento nelle vendite al mercato libero: -2,2% quello del gruppo Enel, -2,8% quello del gruppo Edison, mentre il gruppo A2A, al contrario, ha evidenziato un lieve incremento (+2,2%). La distanza tra l'*incumbent* e il primo inseguitore è quindi rimasta invariata a 24 punti percentuali. Nel mercato libero la predominanza di Enel è assai meno significativa rispetto a quella che il gruppo possiede nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.38), dove la distanza rispetto al secondo operatore è del 77%.

È salito invece al quarto posto il gruppo Hera, che nel 2022 era al sesto, grazie a un incremento sostenuto nelle vendite (quasi 21%). All'opposto, Axpo Group è scivolato dalla quarta alla sesta posizione, nonostante la variazione nelle vendite al libero mercato sia stata solo molto lievemente negativa (-1,4%).

Nel 2023, tuttavia, vi sono diversi gruppi che hanno registrato tassi di variazione (positivi o negativi) dell'energia venduta al mercato libero superiori a dieci punti percentuali in valore assoluto e, di conseguenza, spostamenti nella classifica: si tratta di C.V.A. (+115%), Sorgenia (+36%), Engie (+27%), Nova Coop (+10%), E.On (-36%), Alpiq (28%), Alperia (-24%), Iberdrola (-20%), Iren e Dolomiti Energia (-13%), Acea e Agsm Aim (11%). L'energia venduta dagli altri gruppi non compresi nella classifica dei primi venti è rimasta sostanzialmente invariata (da 30,8 a 30,6 TWh): per questo la porzione di mercato da loro servita è rimasta intorno al 14%.

Non stupisce quindi che il grado di concentrazione nel mercato libero non sia cambiato in modo sostanziale: la quota dei primi tre gruppi è pari al 44,4% (era al 44,2% nel 2022); quella dei primi cinque è pari al 55,7% (dal 54,9% del 2022); l'indice HHI è passato da 1.189 a 1.201, sebbene rimanga lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

TAV. 2.51 *Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2023 (volumi in GWh)*

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Enel	67.869	31,1%	1°
A2A	16.196	7,4%	2°
Edison	13.063	6,0%	3°
Hera	12.576	5,8%	6°
Axpo Group	11.936	5,5%	4°

(segue)

GRUPPO	ENERGIA	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Eni	11.632	5,3%	5°
Engie	8.337	3,8%	7°
Acea	5.223	2,4%	9°
Alperia	4.575	2,1%	8°
Agsm Aim	4.120	1,9%	11°
Duferco	3.999	1,8%	13°
Iren	3.832	1,8%	12°
Repower	3.751	1,7%	14°
Nova Coop	3.687	1,7%	17°
Sorgenia	3.532	1,6%	19°
C.V.A.	3.374	1,5%	22°
Dolomiti Energia	3.174	1,5%	16°
E.On	3.109	1,4%	10°
Iberdrola	2.108	1,0%	18°
Alpiq	1.831	0,8%	20°
Altri operatori	30.638	14,0%	-
TOTALE VENDITORI MERCATO LIBERO	218.565	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il 25,8% dei 546 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; il 37,3% dei venditori ha venduto energia elettrica su tutto il territorio nazionale (cioè in almeno 18 regioni); il restante 36,9% delle società ha operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 17. La quota delle imprese che serve l'intero territorio nazionale sta crescendo costantemente nel tempo: nel 2022 era pari al 34,5%.

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica nel mercato libero sono esposti nella tavola 2.52. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale sono costituiti dalla quota di mercato dei primi tre venditori, o indice C3, calcolata per le singole imprese e non per i gruppi societari, e dalla percentuale dei punti di prelievo serviti dalle stesse tre imprese. La tavola riporta anche il numero di operatori che hanno servito clienti nel territorio regionale.

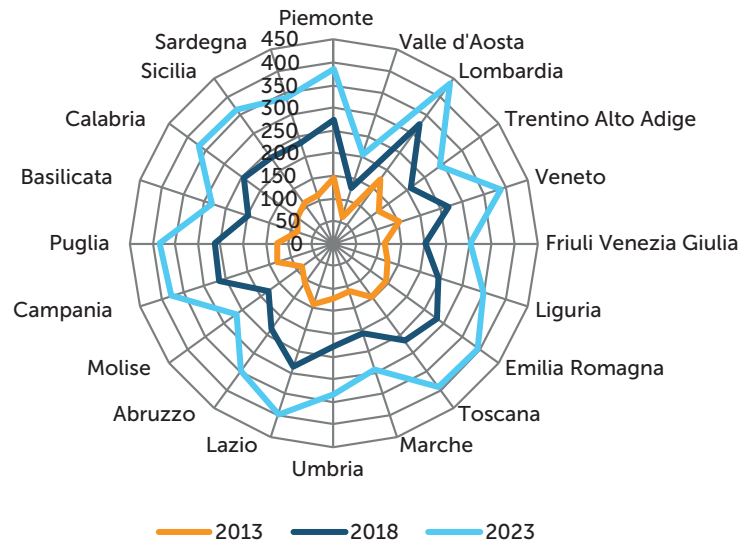
Nel 2023 la concentrazione territoriale è aumentata rispetto all'anno precedente solo in 6 regioni su 20, ma l'incremento è significativo praticamente solo in due regioni: in Molise, dove è salita dal 53,2% al 61,4% e in Emilia-Romagna, dove è salita dal 47,1% al 54,1%. In tutti gli altri territori, l'indice C3 ha registrato una lieve riduzione, in media di 2,5 punti percentuali. Il numero di operatori è ulteriormente cresciuto (Fig. 2.25) ma meno che in passato: in media solo di 3 unità in tutte le regioni, mentre negli anni scorsi aumentava mediamente di 15 unità.

TAV. 2.52 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero: quota di mercato dei primi tre operatori e quota dei punti di prelievo da loro serviti*

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		QUOTA PUNTI DI PRELIEVO	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
Piemonte	381	385	38,8%	37,6%	56,7%	43,9%
Valle d'Aosta	205	208	84,4%	84,4%	77,3%	77,8%
Lombardia	437	437	49,9%	50,2%	57,5%	57,1%
Trentino-Alto Adige	288	292	76,2%	72,6%	79,3%	76,6%
Veneto	376	387	47,6%	43,6%	38,3%	38,9%
Friuli-Venezia Giulia	299	303	53,8%	55,7%	51,6%	51,4%
Liguria	340	349	43,4%	45,1%	59,2%	57,7%
Emilia-Romagna	387	395	47,1%	54,1%	60,1%	60,3%
Toscana	385	393	43,4%	43,0%	55,7%	57,6%
Umbria	298	292	57,7%	57,0%	52,2%	59,9%
Marche	331	332	47,2%	45,3%	52,6%	52,2%
Lazio	396	397	51,9%	48,7%	76,9%	53,0%
Abruzzo	357	350	48,5%	51,1%	58,0%	56,4%
Molise	270	265	53,2%	61,4%	57,8%	59,5%
Campania	379	377	53,5%	52,0%	74,5%	72,6%
Puglia	371	385	52,6%	49,9%	63,1%	65,9%
Basilicata	275	283	55,9%	55,6%	64,4%	64,1%
Calabria	365	367	61,7%	60,7%	77,3%	80,2%
Sicilia	359	366	59,2%	55,4%	73,6%	68,0%
Sardegna	334	337	74,8%	71,5%	71,7%	69,4%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Come in passato, anche nel 2022 le regioni centro-settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino-Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelle meridionali. Piemonte, Toscana e Veneto risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 40% delle vendite complessive regionali. Veneto, Piemonte e Friuli-Venezia Giulia sono invece i territori in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa porzione di clienti. Viceversa, il Trentino-Alto Adige e la Valle d'Aosta si confermano anche quest'anno le regioni che evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini sia di quota di volumi, sia di clienti serviti. Come da alcuni anni, la Sardegna è il territorio che evidenzia il valore del C3 più elevato dopo Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige, sebbene la concentrazione in termini di punti serviti sia un po' meno elevata rispetto alle prime due. La Calabria è invece la regione in cui la quota di punti serviti dai primi tre operatori è la più elevata e pari all'80,2%.

FIG. 2.25 Numero di venditori del mercato libero per regione

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.53) mostra un aumento di oltre 2,2 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto per la maggior parte ai clienti in bassa tensione e in particolare a quelli domestici, anche se un aumento numericamente significativo si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi allacciati in bassa tensione. I punti domestici serviti nel mercato libero sono aumentati di 1.860.000 di unità, ovvero del 9,5% rispetto al 2022; 357.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità nel mercato libero per altri usi in bassa tensione (+7,2%), mentre i punti in media tensione sono diminuiti di circa 400 unità (-0,4%). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno evidenziato un lieve incremento (3,3%) che li ha portati a circa 1.130 unità. Un discreto aumento (+14.000 unità) ha interessato anche gli usi per l'illuminazione pubblica in bassa tensione, mentre quelli in media tensione hanno evidenziato un lievissimo calo.

In termini di energia venduta, invece, con l'eccezione dei clienti domestici, tutti gli altri usi e livelli di tensione hanno registrato un dato in diminuzione. Le vendite ai clienti in bassa tensione sono aumentate dell'1,5% rispetto al 2022, grazie alla crescita del settore domestico, mentre i clienti di illuminazione pubblica e gli altri usi hanno registrato un calo nei consumi; i clienti in media tensione hanno acquistato circa 5,3 TWh in meno dell'anno precedente (5,5%), così come le vendite ai clienti in alta tensione sono diminuite di quasi 1 TWh, registrando un calo del 3,9%.

Come detto, nell'ambito della bassa tensione, gli acquisti dei clienti domestici sono saliti del 5,8% rispetto al 2022, per lo più grazie all'arrivo dei clienti dalla maggior tutela. Nel segmento, l'espansione dei consumi domestici è stata quasi interamente annullata dalla riduzione degli acquisti di elettricità per illuminazione pubblica, caduti di 117 GWh (-3,6%) e degli altri usi (-671 GWh, -1,1%), dove si collocano le realtà commerciali e le piccole imprese.

Complessivamente, i punti di prelievo per illuminazione pubblica serviti nel mercato libero hanno ridotto gli acquisti del 3,9%, pari a 133 GWh in meno rispetto al 2022, nonostante i punti di prelievo siano aumentati in totale del 6%. Analogamente, i consumi degli altri usi (in tutte le tensioni) hanno registrato un calo di quasi 7 TWh (-3,8%), nonostante l'incremento del 7% del numero di punti serviti.

TAV 2.53 Mercato libero per tipologia di cliente e tensione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Bassa tensione	103.065	104.602	1,5%	24.739	26.971	9,0%
Domestico	39.939	42.263	5,8%	19.522	21.382	9,5%
Illuminazione pubblica	3.227	3.110	-3,6%	233	248	6,1%
Altri usi	59.899	59.228	-1,1%	4.984	5.341	7,2%
Media tensione	95.632	90.372	-5,5%	101	100	-0,4%
Illuminazione pubblica	229	212	-7,2%	0,76	0,74	-2,9%
Altri usi	95.403	90.160	-5,5%	100	99	-0,4%
Alta e altissima tensione	24.542	23.592	-3,9%	1,09	1,13	3,3%
Altri usi	24.542	23.592	-3,9%	1,09	1,13	3,3%
TOTALE	223.239	218.566	-2,1%	24.841	27.072	9,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

In conseguenza di queste variazioni, la quota di energia acquistata dai consumatori connessi in bassa tensione è lievemente salita rispetto al 2022, passando dal 46,2% al 47,9%, quella acquisita dai consumatori connessi in media tensione è scesa dal 42,8% al 41,3%, così come quella dell'alta tensione è scesa dall'11% al 10,8%. Nel 2023 la quota degli "altri usi", ovvero quelli diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica, è risultata pari al 79,1% di tutta l'energia venduta nel mercato libero (era all'80,6% nel 2022), e al 20,1% in termini di punti di prelievo (era al 20,5% nel 2022).

Come di consueto, tra i clienti domestici le classi più rilevanti in termini di punti di prelievo sono le prime due, cioè quelle con consumi annui fino a 1.800 kWh, che raccolgono entrambe più di un quarto dei clienti. Tuttavia, anche le due classi immediatamente successive possiedono un peso non troppo dissimile. Di fatto, l'88% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.54). Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 22,9% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero; anche le classi limitrofe hanno una discreta incidenza, rispettivamente pari al 20,5% quella inferiore e al 16,7% quella superiore.

TAV. 2.54 Mercato libero domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia, consumo medio in kWh)

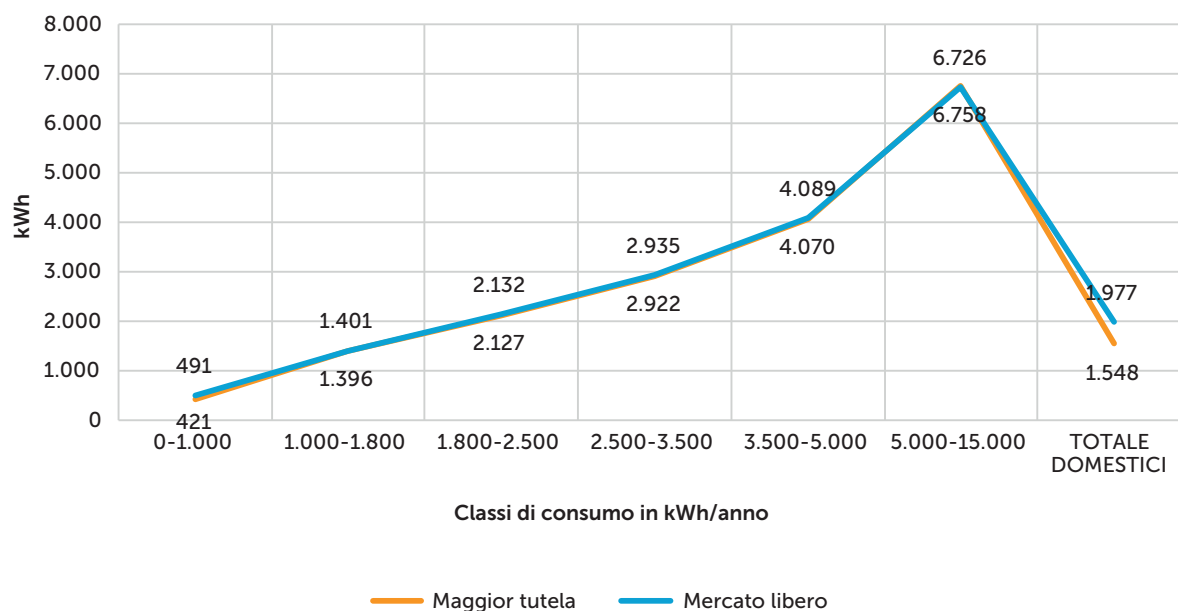
CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	2.859	6,8%	5.826	27,2%	491
1.000-1.800 kWh	7.896	18,7%	5.637	26,4%	1.401
1.800-2.500 kWh	8.659	20,5%	4.061	19,0%	2.132
2.500-3.500 kWh	9.699	22,9%	3.305	15,5%	2.935
3.500-5.000 kWh	7.038	16,7%	1.721	8,0%	4.089
5.000-15.000 kWh	5.413	12,8%	805	3,8%	6.726
> 15.000 kWh	700	1,7%	28	0,1%	25.044
TOTALE DOMESTICI	42.263	100,0%	21.382	100,0%	1.977

(segue)

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
DI CUI CON CONTRATTO DUAL FUEL					
< 1.000 kWh	148	5,7%	251	19,9%	590
1.000-1.800 kWh	524	20,2%	371	29,4%	1.412
1.800-2.500 kWh	602	23,2%	281	22,3%	2.138
2.500-3.500 kWh	649	25,0%	221	17,5%	2.936
3.500-5.000 kWh	395	15,2%	95	7,5%	4.148
5.000-15.000 kWh	259	10,0%	42	3,3%	6.174
> 15.000 kWh	22	0,8%	1	0,1%	23.091
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	2.599	100,0%	1.263	100,0%	2.058

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.26 Confronto tra i consumi medi dei clienti domestici del mercato libero e della maggior tutela nel 2023



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nelle varie classi, con l'eccezione della prima e dell'ultima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano quasi identici a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Fig. 2.26). Per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, invece, il consumo medio nel libero (491 kWh) è del 16,6% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 421 kWh, così come, per i clienti con consumi maggiori di 15.000 kWh/anno il consumo medio nel libero, pari 25.044 kWh, risulta dell'8,2% inferiore a quello degli stessi consumatori in maggior tutela (27.270 kWh). A causa delle differenze nelle classi estreme, il consumo medio complessivo delle famiglie nel libero, pari a 1.977 kWh, risulta del 28% più elevato di quello delle famiglie in maggior tutela, pari a 1.548 kWh.

Nel 2023, quasi 1,3 milioni di punti domestici risultano aver sottoscritto un contratto *dual fuel*⁴² (Tav. 2.54). Il numero di clienti con questo tipo di contratto è cresciuto rispetto al 2022 di 3.900 unità; la loro quota sul totale dei clienti serviti

⁴² Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

nel mercato libero è però diminuita, essendo passata dal 6,4% al 5,9% dello scorso anno, perché il numero totale dei clienti serviti nel libero è cresciuto in misura molto più ampia. Il consumo di energia elettrica complessivo dei clienti con un contratto di fornitura congiunto per elettricità e gas è pari a poco meno di 2,6 TWh, il 6,1% di tutta l'elettricità venduta ai clienti domestici sul mercato libero. I consumi medi dei clienti *dual fuel* nelle varie classi sono leggermente più elevati (in media del 4,1%) di quelli evidenziati dai clienti che sottoscrivono contratti per la sola energia elettrica.

La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.55) mostra una sostanziale preferenza per il prezzo monorario, che nel 2023 è stato scelto dal 66,7% dell'intera clientela, equivalente al 66% dei volumi. Il 17,6% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e il 15,7% quella multioraria.

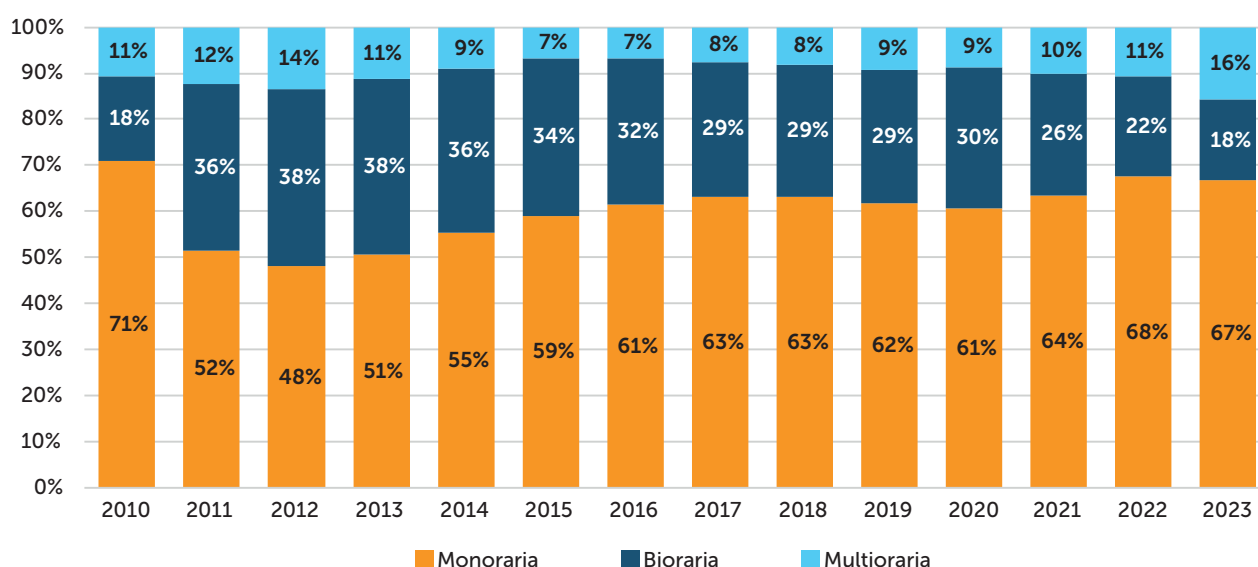
TAV. 2.55 Mercato libero domestico nel 2023 per condizione contrattuale applicata (volumi in GWh; numero dei punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA
Monoraria	27.883	66,0%	14.254	66,7%
Bioraria	7.489	17,7%	3.762	17,6%
Multioraria	6.891	16,3%	3.367	15,7%
TOTALE DOMESTICI	42.263	100,0%	21.382	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La prevalenza del prezzo monorario nel 2023 è diminuita di un punto percentuale rispetto al 2022, ma è molto stabile nel tempo (Fig. 2.27): gli elementi che lo rendono più attraente sono probabilmente dovuti alla semplicità di calcolo e di controllo dei costi in bolletta, oltre che l'assenza di un vincolo nel momento del consumo.

FIG. 2.27 Distribuzione dei clienti domestici nel mercato libero per tipo di tariffa oraria



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2023, i contratti *dual fuel* hanno riscosso maggiore successo tra la clientela non domestica rispetto agli anni scorsi: i punti di prelievo che hanno scelto questo contratto sono poco più di 87.000 sui quasi 5,7 milioni totali (1,6%) e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari all'1,5% del totale (Tav. 2.56). Nel 2022 le stesse percentuali erano entrambe pari all'1,1%.

TAV. 2.56 Mercato libero non domestico nel 2023 per livello di tensione (volumi in GWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
Bassa tensione	62.338	1.432	5.588.729	85.940
Media tensione	90.371	1.367	100.236	1.340
Alta/altissima tensione	23.592	19	1.130	12
TOTALE NON DOMESTICI	176.301	2.817	5.690.095	87.291

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

La suddivisione dei clienti non domestici per classe di consumo (Tav. 2.57) mostra che le vendite in termini di volumi sono abbastanza concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 57% dell'energia complessivamente acquistata da tale clientela. Il 66,8% dei clienti, tuttavia, ricade nella prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno. I consumi medi dei clienti non domestici sono ovviamente molto differenziati tra le varie classi, ma risultano comunque in gran parte in diminuzione rispetto a quelli osservati nel 2022. Le uniche eccezioni sono evidenziate dalla classe 2.000-20.000 MWh, i cui consumi medi sono cresciuti del 3,3%, nonché dalle penultime due classi, che includono i clienti con consumi compresi tra 50.000 e 150.000 MWh, per le quali il prelievo medio è cresciuto, rispettivamente, del 2,8% e del 3,6%. In netto calo, invece, sono risultati: il consumo medio dei clienti sotto i 20 MWh allacciati in alta o altissima tensione, che è sceso del 18%, e quello dei clienti dell'ultima classe (-7,4%).

Complessivamente, il consumo medio di tutta la clientela non domestica che acquista l'elettricità nel mercato libero è risultato nel 2023 pari a 30.984 kWh, il 10% inferiore a quello che era emerso nei dati del 2022 (34.462 kWh).

TAV. 2.57 Mercato libero non domestico nel 2023 per classe di consumo (volumi in GWh)

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA DEI VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	5.451	3,1%	3.803.717	1.433
5-10 MWh	BT	4.289	2,4%	598.772	7.163
10-15 MWh	BT	3.537	2,0%	286.402	12.351
15-20 MWh	BT	3.203	1,8%	183.798	17.428
< 10 MWh	MT	44	0,0%	9015	4.830
10-20 MWh	MT	88	0,0%	6107	14.421
< 20 MWh	AT e AAT	0.2	0,0%	83	2.780
20-50 MWh	Tutti	14.373	8,2%	457.709	31.401
50-100 MWh	Tutti	11.927	6,8%	172.538	69.130
100-500 MWh	Tutti	27.438	15,6%	133.297	205.840
500-2.000 MWh	Tutti	26.770	15,2%	28.700	932.743
2.000-20.000 MWh	Tutti	46.202	26,2%	9.435	4.896.969
20.000-50.000 MWh	MT, AT e AAT	10.325	5,9%	354	29.196.846
50.000-70.000 MWh	Tutti	4.135	2,3%	70	59.378.976
70.000-150.000 MWh	MT, AT e AAT	5.885	3,3%	58	101.760.623
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	12.635	7,2%	40	312.232.094
TOTALE NON DOMESTICI		176.301	100,0%	5.690.095	30.984

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

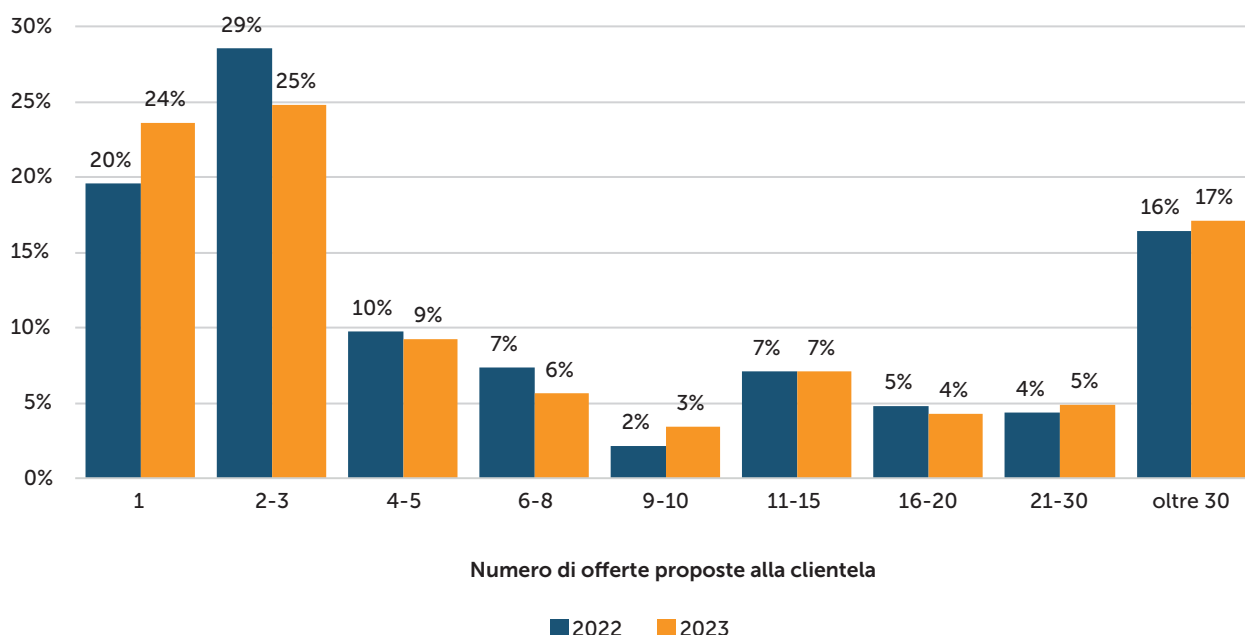
I contratti di vendita nel mercato libero

L'indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto anche quest'anno ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità di offerte che le imprese mettono a disposizione dei clienti che scelgono di rifornirsi nel mercato libero⁴³ e, soprattutto, la distribuzione della loro clientela tra le diverse tipologie contrattuali che hanno sottoscritto⁴⁴.

L'obiettivo delle domande poste ai venditori sulla quantità e qualità delle offerte commerciali poi effettivamente scelte dai loro clienti è volto a classificare l'estrema varietà di contratti presenti nel mercato, componendo un quadro che, naturalmente, non può essere considerato esaustivo della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di leggere con prudenza i risultati presentati in queste pagine.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 26,4 per la clientela domestica e 30 per la clientela non domestica che, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta e alla quale il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti individualizzati. Il numero di offerte disponibili è cresciuto, rispetto al 2022, per i clienti domestici per i quali era risultato pari a 22,5; un piccolo calo si registra, invece, per i non domestici (pari a 31,6 nel 2022). In effetti, come si vede nella figura 2.28, la porzione dei venditori che offrono un numero relativamente basso di offerte (una sola o fino a 3) è rimasta costante rispetto al 2022, ovvero pari al 48%, così come la quota di venditori che propone più di dieci offerte è rimasta ferma al 33%. Rispetto al 2022, invece, sono aumentati i venditori che propongono una sola offerta (24%).

FIG. 2.28 Distribuzione del numero di offerte proposte alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

43 Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nell'anno sottoposto alla rilevazione a prescindere dal momento in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di prelievo che li hanno scelti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

44 I dati commentati nel paragrafo sulle tipologie di contratti scelte dai clienti includono anche le Offerte PLACET.

Delle 26,4 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 17,7 sono acquistabili solo online (erano 11,7 nel 2022), cioè soltanto attraverso internet. La quota di venditori che ha almeno un'offerta online, pari al 23%, è rimasta costante rispetto all'anno precedente. Il 26,4% (il 24,3% nel 2022) dei venditori mette a disposizione un numero di offerte online uguale al numero di offerte che complessivamente propone ai clienti, pertanto tre quarti dei venditori propongono un numero di offerte online inferiore alle offerte totali. Il successo delle offerte online tra le famiglie resta limitato: nel 2023 il 7,2% dei clienti domestici (corrispondenti al 7,7% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità. Il risultato è leggermente inferiore a quello del 2022, quando il 9,9% delle famiglie (che acquistava il 10,7% dell'energia venduta nel mercato libero) aveva scelto di sottoscrivere un'offerta di energia elettrica attraverso internet.

Se guardiamo ai clienti non domestici, invece, delle 30 offerte mediamente proposte ai clienti, 19,8 sono sottoscrivibili attraverso il web; tuttavia il successo delle offerte online tra i punti non domestici è più basso di quello tra le famiglie, visto che solo il 2,9% dei clienti risulta aver sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 2.58), è risultato che il 66,8% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 33,2% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. La preferenza verso il prezzo variabile tende a crescere nel tempo, seppur a un ritmo contenuto; lo scorso anno il contratto a prezzo variabile risultava scelto dal 23,3% dei clienti domestici. Come in passato, i clienti non domestici hanno scelto, invece, prevalentemente un contratto a prezzo variabile: il 68,3% tra loro ha scelto appunto il prezzo variabile, mentre il contratto a prezzo fisso è stato scelto dal 31,7% dei punti non domestici. La quota dei clienti che predilige il prezzo variabile è in aumento, rispetto al 53,1% del 2022.

TAV. 2.58 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO(A) €/MWh
Contratti a prezzo fisso	66,8%	276,92	31,7%	235,95
Contratti a prezzo variabile	33,2%	227,33	68,3%	172,68
TOTALE CLIENTI	100%	259,84	100%	181,31

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Parte di queste preferenze in aumento verso il prezzo variabile, tuttavia, può essere stata determinata dal fatto che i contratti di questo tipo, offerti dai venditori, sono diminuiti per tutto il 2022 (e per la prima parte del 2023), anno che, com'è noto, è stato caratterizzato da una fortissima ascesa dei prezzi. In periodi di forte variabilità dei prezzi è normale, infatti, che i venditori tendano a proporre maggiormente contratti nei quali il prezzo è legato alle dinamiche dei prezzi nel mercato all'ingrosso.

La discesa dei prezzi sperimentata nel corso del 2023 si è comunque riverberata in misura notevole nei contratti a prezzo variabile: nel 2023 i clienti domestici con questo tipo di contratto hanno pagato mediamente 227,33 €/

MWh per la componente energia, cioè quasi 150 €/MWh in meno rispetto alla media del 2022, così come i clienti non domestici hanno pagato mediamente 172,68 €/MWh, vale a dire 135/MWh in meno rispetto all'anno 2022.

L'indicizzazione all'andamento del PUN medio (in diverse forme) è la modalità largamente più frequente sia nei contratti ai clienti domestici, sia in quelli ai clienti non domestici (Tav. 2.59). La seconda modalità di indicizzazione del prezzo più scelta dai clienti domestici è quella di uno sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela, che riguarda il 6,8% dei clienti (nettamente in calo rispetto al 2022, quando fu scelta dal 16,7% dei clienti). I clienti domestici che hanno siglato un contratto a prezzo dinamico che prevedono un'indicizzazione al PUN orario⁴⁵ sono risultati pari al 3,3% dei clienti con prezzo variabile, mentre i contratti con indicizzazione limitata⁴⁶ hanno raccolto una percentuale trascurabile pari allo 0,05% dei clienti.

TAV. 2.59 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	DI CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di maggior tutela	6,84%	223,37	1,89%	217,10
Con indicizzazione all'andamento del PUN medio	89,78%	227,49	83,03%	176,29
Con indicizzazione al prezzo all'ingrosso orario (contratto a prezzo dinamico dell'energia elettrica)	3,29%	231,62	8,74%	168,74
Con sconto sul prezzo stabilito in gara pubblica Consip o altra gara pubblica	0,00%	209,39	0,95%	164,56
Con altra indicizzazione (per es: ITEC, ITEC 12, indice dei prezzi al consumo, Brent ecc.)	0,03%	186,19	1,77%	169,47
Con indicizzazione limitata	0,05%	174,27	0,03%	102,93
Con un'altra modalità non altrimenti specificata	0,01%	190,18	3,59%	149,05
TOTALE	100%	227,33	100%	172,68

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Anche la quota di clienti domestici che ha scelto un contratto indicizzato all'andamento di una qualche variabile esterna e controllabile (come, per esempio, il prezzo del petrolio Brent, o l'indice Istat che misura l'inflazione, o l'indice ITEC o ITEC12⁴⁷) è divenuta pressoché insignificante. I contratti a prezzo dinamico rappresentano, invece, la seconda modalità più importante di indicizzazione tra i clienti non domestici, che l'hanno scelta nell'8,74% dei casi (la percentuale è in aumento rispetto al 4,54% del 2022); una piccola quota (1,77%) di clienti non domestici ha scelto un contratto indicizzato a qualche variabile esterna e controllabile (che talvolta fa riferimento anche ai prezzi del gas al TTF); solo l'1,89% dei clienti non domestici risulta avere un contratto con indicizzazione ai prezzi stabiliti dall'Autorità per la maggior tutela. Guardando ai valori medi della componente di approvvigionamento pagata nei contratti con differenti tipi di indicizzazione, si può osservare che la metodologia risultata più

⁴⁵ Stabiliti dall'art. 2, comma 15 della direttiva (UE) 2019/944 del 5 giugno 2019.

⁴⁶ Si tratta di contratti nei quali il prezzo dell'energia elettrica è legato all'andamento di una variabile con un limite superiore, e garantiscono quindi che, in un certo periodo di tempo stabilito, il prezzo non potrà salire oltre un certo livello soglia. Detto in altri termini, in tali contratti, fissato un certo arco di tempo, il prezzo dell'energia elettrica scende se la variabile scelta per l'indicizzazione diminuisce oppure sale se la variabile di riferimento aumenta; in caso di aumento, però, il prezzo potrà aumentare solo fino a un certo limite stabilito a priori.

⁴⁷ Si tratta di indici di costo variabile medio per il funzionamento del parco termoelettrico in Italia che erano calcolati da REF-E, un centro studi specifico del settore energetico, e che riflettevano le condizioni di mercato al 2004 (ITEC/REF-E) e al 2012 (ITEC12/REF-E). Nel gennaio 2022 la pubblicazione di tali indici è terminata.

conveniente è quella dei contratti con indicizzazione limitata, sia per i clienti non domestici (-40%), sia per quelli domestici (-23%), sebbene – come appena visto – la quota di tali contratti sia molto ridotta per entrambe le tipologie di clienti. Per i clienti domestici il valore della componente di approvvigionamento dei contratti più scelti (indicizzazione al PUN) è sostanzialmente uguale a quella media calcolata su tutti i contratti indicizzati⁴⁸, mentre i contratti con sconto rispetto alla maggior tutela evidenziano un prezzo del 2% inferiore alla media totale. Per i clienti non domestici, invece, il prezzo della componente di approvvigionamento dei contratti più scelti (quelli con indicizzazione al PUN), pari a 176,29 €/MWh, risulta lievemente superiore rispetto alla media del costo di approvvigionamento per tutti i contratti a prezzo variabile dei non domestici, pari a 172,68 €/MWh, mentre il prezzo di approvvigionamento dei contratti dinamici è inferiore del 2% rispetto alla media totale.

Il 33,7% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (per esempio sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta ecc.). Più in dettaglio risulta che, in media, lo sconto è applicato al 31,8% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 37,6% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. La quota di contratti acquistati che prevedono un abbuono o uno sconto è aumentata rispetto al 2022. Tra i clienti non domestici sono solo il 15,9% i contratti sottoscritti che prevedono un abbuono o uno sconto: quelli a prezzo fisso che registrano la percentuale più elevata, pari al 21,2%, mentre tra i contratti a prezzo variabile dei clienti non domestici sono il 13,4% quelli che prevedono uno sconto.

Come sempre, nell'indagine annuale è stata indagata anche la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti e la loro consistenza, chiedendo ai venditori che sceglievano l'opzione "Una combinazione di servizi aggiuntivi" di specificare da quali servizi aggiuntivi fosse composta la combinazione e i relativi punti di prelievo sono stati poi riattribuiti *pro quota* ai singoli servizi aggiuntivi indicati. Secondo quanto indicato dai venditori, nel mercato vi è un'elevata presenza di contratti che prevedono una combinazione multipla di servizi aggiuntivi, almeno tra i clienti che scelgono un contratto a prezzo fisso: la quota di punti di prelievo che i venditori hanno attribuito a questa opzione è risultata, infatti, pari all'80%; la combinazione di servizi aggiuntivi è meno presente, invece, nei contratti sottoscritti dai clienti domestici con contratto a prezzo variabile, dove incide solo per il 29% (in aumento, comunque, rispetto all'anno precedente).

Dai risultati raccolti (Tav. 2.60) è emersa, come in passato, per i clienti domestici a prezzo fisso una netta propensione ad acquistare energia con un contratto che include almeno un servizio aggiuntivo (la quota dei clienti che stipula contratti senza alcun servizio ulteriore è pari al 2,2%, in netta diminuzione rispetto al 7,3% del 2022). Tra i servizi aggiuntivi, come nell'anno precedente, la maggiore preferenza è per i contratti con garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (51,7%) e per i servizi energetici accessori (37,6%). Un discreto interesse riscuote anche l'opportunità di ricevere la garanzia di acquistare elettricità prodotta in Italia (2,3%) che nel 2022 non aveva avuto successo, nonché l'opportunità di avere altri prodotti o servizi insieme alla fornitura elettrica (1,9%). A seguire, sono graditi il programma di raccolta punti (1,8%) e l'ottenimento di un omaggio (1%).

48 Si ricorda che i prezzi sono calcolati come valori medi ponderati in base all'energia fatturata ai clienti e non in base alla numerosità dei clienti.

TAV. 2.60 *Contratti per la fornitura di elettricità nel mercato libero nel 2023 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh	QUOTA	PREZZO ^(A) €/MWh
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO				
Nessun servizio aggiuntivo	2,18%	224,58	71,29%	245,94
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	51,74%	277,37	25,12%	217,37
Garanzia di energia prodotta in Italia	2,26%	234,17	0,67%	223,18
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	1,76%	238,64	0,09%	172,65
Servizi energetici accessori	37,65%	287,92	1,01%	305,35
Omaggio o gadget	1,03%	224,89	0,41%	248,32
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,01%	206,78	0,00%	0,00
Altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità	1,91%	239,18	0,54%	202,10
Altro	1,47%	268,06	0,86%	155,35
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	276,92	100%	235,95
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE				
Nessun servizio aggiuntivo	32,30%	226,97	56,29%	167,01
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile	38,93%	224,27	37,45%	196,43
Garanzia di energia prodotta in Italia	6,10%	227,60	1,93%	164,22
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	1,67%	219,22	0,56%	154,55
Servizi energetici accessori	8,20%	228,49	1,01%	208,46
Omaggio o gadget	2,73%	242,66	0,54%	173,33
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,00%	231,92	-	-
Altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità	4,90%	237,79	0,10%	210,52
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	5,17%	239,53	2,13%	193,57
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	227,33	100%	172,68

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Anche se con percentuali inferiori, le medesime scelte si riscontrano nei contratti sottoscritti dai clienti domestici a prezzo variabile. Per questi ultimi, infatti, nel 2023 la quota di coloro che hanno scelto un contratto privo di servizi aggiuntivi è decisamente superiore ai contratti a prezzo fisso ma diminuita al 32,3% (era al 44,3 nel 2022). Anche tra i clienti che scelgono contratti a prezzo variabile che includono servizi aggiuntivi l'interesse maggiore è rivolto alla garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (38,9% dei casi). La seconda preferenza va alla possibilità di ottenere, insieme all'elettricità, servizi energetici accessori (8,2%). La garanzia di acquistare energia prodotta in Italia è la terza scelta tra i clienti domestici a prezzo variabile, mentre l'anno precedente non aveva raccolto preferenze. I programmi di raccolta punti, la presenza di vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi, l'opportunità di ricevere altri prodotti o servizi insieme all'elettricità e l'ottenimento di omaggi/gadget raccolgono quote minori di preferenze (come indicato nella tavola 2.60).

I risultati raccolti per i clienti non domestici mostrano un significativo disinteresse per i servizi aggiuntivi. In generale, l'incidenza delle risposte relative a "una combinazione di servizi aggiuntivi" relativamente ai clienti non domestici è largamente inferiore a quella registrata per i clienti domestici. Più in dettaglio, la presenza di contratti che includono una combinazione di servizi aggiuntivi è stata indicata per il 4% sia dei clienti con contratto a prezzo fisso, sia dei clienti con contratto a prezzo variabile. Come per i domestici, tali clienti sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori.

Tra i clienti non domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso, il 71,3% ha siglato un contratto che è privo di servizi aggiuntivi; la restante parte di questa clientela mostra apprezzamento per la garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (25,1%) e un modesto interesse per la presenza di servizi energetici accessori, o di un programma di raccolta punti o di altri prodotti/servizi offerti insieme all'elettricità. Una sostanziale indifferenza verso i servizi aggiuntivi emerge anche per i clienti non domestici che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile, dove il 56,3% ne è privo. Poco più di un terzo di questi clienti, invece, ha scelto un contratto con almeno un servizio aggiuntivo, e anche in questo caso il gradimento più elevato è raccolto dalla garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (37,4% dei punti di prelievo), dalla garanzia di energia prodotta in Italia (1,9%) e dalla presenza di servizi energetici accessori (1%).

Osservando i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata nei contratti con dettaglio dei servizi aggiuntivi, si osserva che i valori della componente di costo di approvvigionamento mediamente pagata nei contratti domestici a prezzo fisso, i contratti senza alcun servizio risultano più economici rispetto al prezzo medio pagato nei contratti dotati di servizi aggiuntivi (-19%); per i contratti con il servizio aggiuntivo più gradito (la garanzia da fonte rinnovabile) non si riscontra, invece, alcuna differenza con la media delle offerte con servizi aggiuntivi. Per i contratti a clienti domestici con prezzo variabile senza servizi aggiuntivi si riscontra una piccola differenza rispetto alla media (-0,2%).

Al contrario, per i clienti non domestici a prezzo fisso senza alcun servizio aggiuntivo, la componente di approvvigionamento mostra un prezzo del 4% superiore al prezzo mediamente pagato dai clienti con contratto con servizi aggiuntivi. Nei contratti non domestici a prezzo fisso, il costo di approvvigionamento più economico (escludendo la categoria residuale che contiene dati non omogenei) si ha per i contratti con programma di raccolta punti, a seguire i contratti con altri prodotti o servizi offerti insieme all'elettricità; tuttavia, tali contratti, come descritto sopra, sono poco scelti.

Per i contratti non domestici a prezzo variabile, invece, il costo di approvvigionamento nei contratti senza servizi aggiuntivi è leggermente inferiore alla media dei contratti con servizi (3%); inoltre – a differenza di quanto osservato per i clienti domestici – i contratti con garanzia di energia rinnovabile sono mediamente più cari del 14% rispetto alla media. Come per i domestici, le altre tipologie di indicizzazione per la clientela non domestica a prezzo variabile e con servizi aggiuntivi presentano una componente di approvvigionamento inferiore rispetto alla media totale, ma sono scelti da un numero irrisorio di clienti.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela

o a quello delle tutele gradualità. Questi stessi clienti, inoltre, vengono ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità. L'Acquirente unico ha il compito di organizzare e svolgere le procedure concorsuali per la selezione delle imprese che erogano il servizio di salvaguardia, secondo le direttive dell'Autorità⁴⁹. Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

L'asta per il servizio di salvaguardia per il biennio 2023-2024 si è conclusa a novembre 2022 con l'aggiudicazione del servizio agli stessi tre venditori che avevano gestito il servizio nel biennio precedente: A2A Energia, Enel Energia ed Hera Comm. È cambiata però la ripartizione dei territori loro assegnati. Fino al 2022, A2A Energia gestiva il servizio in Lombardia, Marche, Toscana e Sardegna; Hera Comm svolgeva il servizio in Campania, Abruzzo e Umbria, mentre Enel Energia si era aggiudicata il servizio nelle restanti 13 regioni.

Dal 2023, la salvaguardia è svolta da A2A Energia in 11 regioni (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Marche, Toscana e Sardegna) contro le precedenti 4; Enel Energia gestisce il servizio in Lazio, Puglia, Molise, Basilicata e Sicilia (5 regioni, al posto delle 13 del biennio precedente); Hera Comm serve le restanti 4 regioni: le prime tre, già servite nel precedente biennio (Campania, Abruzzo e Umbria) a cui si è aggiunta la Calabria.

Secondo i dati ricevuti dai tre esercenti, il servizio si è ampliato anche nel 2023, dopo la crescita registrata nell'anno precedente, seguita a un lungo periodo di riduzione. Più precisamente, sono stati serviti in regime di salvaguardia 97.830 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro gli 88.900 punti del 2022. In termini di punti serviti, il regime di salvaguardia è risultato quindi nel 2023 1,4 volte più ampio di quello del 2020, che con 69.900 clienti serviti rappresenta la dimensione minima registrata da questo mercato a partire dalla sua partenza nel 2007.

Complessivamente, sono stati prelevati 5.119 GWh contro i 4.843 del 2022. Nel 2023, in sostanza, il mercato della salvaguardia è cresciuto del 10% in termini di punti di prelievo e del 5,7% in termini di energia consumata rispetto al 2022 (Tav. 2.61).

Dei circa 8.900 punti di prelievo entrati nel servizio nel corso del 2023, 8.100 sono stati serviti in bassa tensione e i restanti 800 in media tensione; i punti di prelievo in alta tensione, infatti, sono aumentati di una unità. La gran parte dei nuovi punti di prelievo in bassa tensione entrati nel 2023 (98%) erano di tipo "altri usi" (7.900 sugli 8.100 totali), i punti di illuminazione pubblica, a differenza dell'anno 2021, hanno subito un ridotto incremento (+151 punti).

Variazioni differenti dall'anno precedente si sono manifestate nei volumi di vendita: nel complesso sono stati acquistati 276 GWh in più rispetto al 2022 così ripartiti: 385 GWh in media tensione (per la quasi totalità attribuibili alla categoria "altri usi"), di converso nelle altre classi di tipologia di cliente si è registrata una contrazione dei volumi prelevati sia dai clienti in alta tensione (-68 GWh), sia dai clienti in bassa tensione (-41 GWh) la cui contrazione maggiore si registra nell'ambito dell'Illuminazione pubblica.

⁴⁹ Più precisamente, l'Acquirente unico svolge le procedure di individuazione degli esercenti il servizio di salvaguardia in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007, che reca "Modalità e criteri per assicurare il servizio di salvaguardia di cui all'art. 1, comma 4, del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125".

TAV. 2.61 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	392	347	-11,7%	19,6	19,8	0,8%
Altri usi	1.105	1.109	0,4%	63,8	71,7	12,5%
TOTALE BT	1.497	1.456	-2,8%	83,4	91,5	9,7%
Illuminazione pubblica	31	47	53,9%	0,1	0,2	63,4%
Altri usi	2.525	2.893	14,6%	5,3	6,1	13,9%
TOTALE MT	2.555	2.940	15,1%	5,5	6,3	15,0%
Altri usi	791	723	-8,5%	0,0	0,0	3,2%
TOTALE AT	791	723	-8,5%	0,0	0,0	3,2%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.843	5.119	5,7%	88,9	97,8	10,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Dati questi andamenti, i consumi medi unitari dell'illuminazione pubblica sono diminuiti dell'8% da 21,4 a 19,7 MWh, così come quelli degli altri usi sono scesi da 64 a 61 MWh (-5%). Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è diminuito dell'11,4% (da 17,9 a 15,9 MWh), quello degli utenti connessi in media tensione è salito dello 0,1%, (da 468,5 a 468,8 MWh), mentre i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione si sono ridotti dell'11,4%, passando da 20,4 a 18,1 TWh.

Nel servizio di salvaguardia la quasi totalità dei clienti (il 93,5%) è allacciato in bassa tensione, il 6,4% è servito in media tensione e solo un esiguo 0,04% dei punti di prelievo è allacciato in alta tensione. L'incidenza di questi clienti in termini di energia acquisita è ovviamente molto differente: considerando i volumi venduti, l'incidenza della bassa tensione è solo del 28,4% (era al 30,9% nel 2022), quella dei clienti in alta tensione è scesa al 14,1% (era del 16,3% nel 2022), mentre la media tensione acquista più di metà (57,4%) dell'energia complessivamente venduta in questo servizio (con un peso in aumento rispetto al 52,8% registrato nel 2022).

Il peso dell'illuminazione pubblica nel servizio di salvaguardia è leggermente diminuito in termini di clienti nel corso del 2023; nel 2022 rappresentavano il 22,2% di tutti i clienti serviti in questo mercato, mentre nel 2023 contano per il 20,4%, diminuzione che si riscontra anche in termini di energia acquistata, passata dall'8,7% al 7,7% del totale.

Gli usi industriali e commerciali, al contrario, hanno aumentato, seppur di poco, la loro importanza sia in termini di clienti serviti (ora sono il 79,6% contro il 77,8% del 2022), sia in termini di volumi: nel 2023 hanno prelevato il 92,3% di tutta l'energia venduta in salvaguardia contro il 91,3% dell'anno precedente.

L'analisi più dettagliata a livello regionale (Tav. 2.62) mostra che nel 2023 le regioni nelle quali il ricorso al servizio di salvaguardia è maggiore sono nell'ordine Campania, Lombardia, Sicilia e Lazio: il 46,7% dell'energia acquistata in questo mercato viene infatti venduta in questi territori. Quote relativamente importanti appartengono anche ad altre quattro regioni: Piemonte, Puglia, Toscana e Liguria, che insieme ne assorbono un altro 29%.

TAV. 2.62 Servizio di salvaguardia per regione (volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia)

REGIONE	2022			2023		
	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	ESERCENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Enel Energia	459	3,8	A2A Energia	491	3,8
Valle d'Aosta	Enel Energia	4	0,1	A2A Energia	3	0,1
Lombardia	A2A Energia	371	8,4	A2A Energia	596	8,9
Trentino-Alto Adige	Enel Energia	11	0,4	A2A Energia	17	0,5
Veneto	Enel Energia	220	4,4	A2A Energia	223	4,4
Friuli-Venezia Giulia	Enel Energia	62	1,2	A2A Energia	103	1,1
Liguria	Enel Energia	333	1,3	A2A Energia	328	1,7
Emilia-Romagna	Enel Energia	171	4,0	A2A Energia	207	6,1
Toscana	A2A Energia	149	4,6	A2A Energia	328	4,5
Umbria	Hera Comm	52	1,4	Hera Comm	32	1,1
Marche	A2A Energia	68	2,0	A2A Energia	80	2,1
Lazio	Enel Energia	496	12,3	Enel Energia	541	13,0
Abruzzo	Hera Comm	85	2,3	Hera Comm	88	2,4
Molise	Enel Energia	27	0,5	Enel Energia	24	0,4
Campania	Hera Comm	668	13,0	Hera Comm	678	17,1
Puglia	Enel Energia	538	6,2	Enel Energia	330	5,7
Basilicata	Enel Energia	161	1,5	Enel Energia	61	1,2
Calabria	Enel Energia	249	7,5	Hera Comm	299	9,1
Sicilia	Enel Energia	634	12,1	Enel Energia	573	12,7
Sardegna	A2A Energia	87	2,1	A2A Energia	115	2,1
ITALIA	-	4.843	88,9	-	5.119	97,8

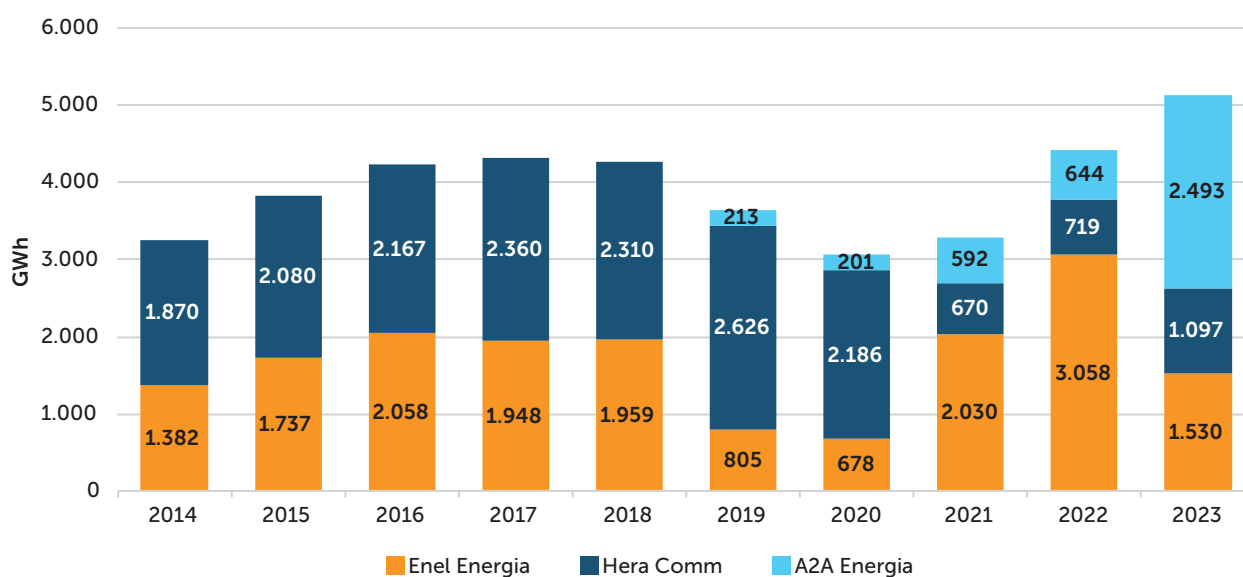
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Attraverso la tavola è possibile vedere, inoltre, come l'incremento medio nazionale del 10% osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, sia come sempre il risultato di una variabilità territoriale veramente molto ampia: si passa infatti da regioni in cui l'incremento rispetto al 2022 risulta particolarmente elevato (in Emilia-Romagna i clienti sono aumentati di circa 2.000 unità, così come in Campania si sono registrati circa 4.100 clienti in più rispetto al 2022, in Calabria circa 1.600) a regioni in cui si registra, al contrario, una lieve diminuzione (500 clienti circa in Puglia, -300 in Basilicata). In termini di volumi acquistati, la variazione più elevata si è manifestata in Lombardia, dove i clienti hanno acquistato 226 GWh in più del 2022, così come aumenti importanti si sono registrati anche in Toscana (+180 GWh). In termini percentuali, tuttavia, gli aumenti più rilevanti si sono verificati in Toscana (121%), in Friuli-Venezia Giulia (67,8%), in Lombardia (60,9%) e in Trentino-Alto Adige (52%).

Date queste variazioni differenti a livello territoriale e la nuova distribuzione delle regioni servite (per il nuovo biennio di validità dell'aggiudicazione dell'asta), si comprende come l'incremento nazionale dei volumi di elettricità venduta nel servizio di salvaguardia, pari al 5,7%, si sia manifestato in misura molto differente tra le tre imprese che svolgono il servizio: rispetto al 2022 i volumi venduti da A2A Energia sono cresciuti del 287%, quelli di Hera Comm del 53%, mentre quelli di Enel Energia sono diminuiti del 50% (da 3 a 1,5 TWh) (Fig. 2.29). A2A Energia

evidenzia una forte crescita nei volumi fatturati non solo perché rispetto al 2022 ha allargato la propria area di servizio da 4 a 11 regioni, ma anche perché le regioni che si è aggiudicata per il biennio 2023-2024 sono quelle che hanno registrato gli incrementi di vendita più elevati (Toscana, Lombardia, Trentino-Alto Adige e Friuli-Venezia Giulia *in primis*). Al contrario, nel passaggio tra il 2022 e il 2023, Enel Energia ha “perso” otto delle regioni che serviva e, con l’eccezione del Lazio, in tutte quelle che si è aggiudicata per il nuovo biennio i volumi di vendita sono diminuiti rispetto al 2022.

FIG. 2.29 Vendite nel servizio di salvaguardia per esercente



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Come ogni anno, alla fine del 2023 l’Autorità ha provveduto ad aggiornare⁵⁰ le tariffe relative all’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per i clienti domestici e non domestici da applicare nel 2024.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l’anno 2024 risulta pari a 3,407 c€/kWh. Nella tavola 2.63 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2023, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l’anno 2024. I valori delle componenti UC3 e UC6⁵¹ considerate nel calcolo per gli anni 2023 e 2024 sono quelli riferiti, rispettivamente, al quarto

⁵⁰ Con le delibere del 28 dicembre 2023, 630/2023/R/eel e 632/2023/R/eel.

⁵¹ La UC3 è la componente destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell’energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Si applica all’energia consumata (euro/kWh). La componente UC6 serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi erogati

trimestre del 2023 e al primo trimestre del 2024⁵². Nelle tavole 2.64 e 2.65 sono riportate le tariffe medie per tipologia di cliente rispettivamente per i servizi di trasmissione e distribuzione e per il servizio di misura.

TAV. 2.63 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura (in c€/kWh)

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC3 e UC6	TOTALE
2023	0,817	1,812	0,279	0,114	3,022
2024	1,020	1,969	0,293	0,125	3,407
Differenza	0,203	0,157	0,014	0,011	0,385
Variazione	24,8%	8,7%	5,0%	9,6%	12,74%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.64 Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh; componenti UC3 e UC6 incluse)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2023	2024	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	4,735	5,366	0,631	13,3%
BT illuminazione pubblica	2,245	2,651	0,406	18,1%
BT altri usi	3,504	3,812	0,308	8,8%
MT illuminazione pubblica	1,509	1,805	0,296	19,6%
MT altri usi	1,705	2,015	0,310	18,2%
AT	0,887	1,101	0,213	24,1%
AAT	0,801	1,007	0,206	25,7%

Fonte: ARERA.

TAV. 2.65 Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente (in c€/kWh)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2023	2024	DIFFERENZA	VARIAZIONE
BT usi domestici	0,941	0,996	0,055	5,9%
BT illuminazione pubblica	0,076	0,086	0,010	13,2%
BT altri usi	0,215	0,220	0,005	2,4%
MT illuminazione pubblica	0,061	0,074	0,013	21,3%
MT altri usi	0,025	0,028	0,003	10,6%
AT	0,003	0,003	-	0,0%
AAT	0,001	0,001	-	0,0%

Fonte: ARERA.

alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata (euro/kW/anno) e una parte applicata all'energia consumata (euro/kWh).

⁵² Fissati con le delibere 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, e 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com.

Prezzi del mercato al dettaglio

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti al netto delle imposte, nonché la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, intesa come somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione.

L'analisi dei dati trasmessi dalle imprese mostra la consueta variabilità nella spesa unitaria sostenuta dai clienti, con valori inversamente proporzionali alla dimensione del consumo. Come si vede nella tavola 2.66, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo annuo, i valori sono compresi tra i 248 €/MWh, riscontrabili per i clienti grandi (consumi oltre 15.000 kWh/anno), e i 601 €/MWh, relativi alla classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo scende costantemente all'aumentare della dimensione dei clienti. Tale andamento risulta riconducibile a quello del costo di approvvigionamento che, come sempre, diminuisce continuamente al crescere del consumo *pro capite*, passando dai 389 €/MWh della classe più piccola ai 202 €/MWh di quella più grande.

TAV. 2.66 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 per classe di consumo (quantità energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	4.305	9.263	601,4	388,6
1.000-1.800	11.215	8.014	337,6	273,5
1.800-2.500	11.826	5.549	299,6	252,1
2.500-3.500	12.610	4.301	281,3	240,2
3.500-5.000	8.693	2.128	268,5	230,4
5.000-15.000	6.451	958	260,4	218,2
> 15.000	891	35	248,0	202,4
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	55.991	30.248	316,1	256,1

Fonte: ARERA, indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.67 successiva è riportata la disaggregazione dei prezzi tra mercato libero e servizio di maggior tutela. Dopo la parentesi del 2022, il mercato libero presenta nuovamente valori superiori al servizio di maggior tutela, salvo che per le due classi di consumo più grandi. Nel dettaglio, per la componente di approvvigionamento, la maggiore onerosità del mercato libero è compresa tra il 27,8% della classe più piccola (consumi fino a 1.000 kWh/anno) e l'1,4% della fascia tra 3.500 e 5.000 kWh/anno, mentre per le due classi più grandi (consumi oltre 5.000 kWh/anno) mercato libero presenta livelli inferiori alla maggior tutela di circa il 4%. Il prezzo finale, comprensivo di tutte le componenti eccetto le imposte, presenta differenze analoghe tra i due mercati, ma di entità più contenuta.

TAV. 2.67 *Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2023 per classe di consumo e tipo di mercato (€/MWh)*

CLASSE DI CONSUMO	COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO			PREZZO MEDIO TOTALE (NETTO IMPOSTE)		
	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.	MAGGIOR TUTELA	MERCATO LIBERO	DIFF.
< 1.000	328,0	419,2	27,8%	573,1	615,7	7,4%
1.000-1.800	247,0	284,7	15,3%	314,4	347,3	10,5%
1.800-2.500	235,1	258,3	9,9%	285,0	305,0	7,0%
2.500-3.500	230,0	243,3	5,8%	272,9	283,8	4,0%
3.500-5.000	227,9	231,0	1,4%	266,9	268,9	0,7%
5.000-15.000	226,0	216,7	-4,1%	268,2	258,9	-3,5%
> 15.000	207,9	200,9	-3,3%	252,1	246,9	-2,0%
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	244,7	259,8	6,2%	316,0	316,2	0,1%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, nella tavola 2.68 sono riportati i dati relativi alle loro quantità e ai prezzi a loro applicati, distinti per livello di tensione. I prezzi più elevati sono associati ai clienti serviti in bassa tensione.

TAV. 2.68 *Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici nel 2023 per livello di tensione (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)*

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE
Bassa tensione	67.541	6.952,1	220,5	307,1
Media tensione	93.313	0,5	171,5	220,6
Alta e altissima tensione	24.315	1,2	154,4	170,9
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	185.168	6.953,8	187,2	245,7

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 2.69, infine, è riportata la disaggregazione dei clienti non domestici in bassa tensione per tipo di mercato, che presenta elevati differenziali di prezzo. I servizi a tutele gradual, che beneficiano degli effetti competitivi delle procedure concorsuali svolte per l'aggiudicazione di tali servizi, presentano la componente di approvvigionamento più bassa (poco più di 160 €/MWh); segue il mercato libero (circa 180 €/MWh), quindi il servizio di salvaguardia (238 €/MWh) e, infine, il servizio di maggior tutela, molto distanziato (467 €/MWh), ma ormai marginale in termini di volumi, essendo cessato nel corso dell'anno.

TAV. 2.69 Costi medi di approvvigionamento ai clienti non domestici in bassa tensione nel 2023 (quantità energia in GWh; numero punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh)

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	COSTO DI APPROVVIGIONAMENTO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE
Maggior tutela	694	352,5	467,3	553,4
Tutele graduali piccole imprese ^(A)	1.506	92,7	163,1	249,5
Tutele graduali micro-imprese ^(A)	1.547	826,7	162,1	344,2
Salvaguardia	5.119	97,8	237,7	296,5
Mercato libero	176.302	5.690,1	181,1	238,4
CLIENTI NON DOMESTICI IN BT	185.168	7.059,8	183,4	242,2

(A) Stime basate sui dati raccolti in modo indistinto tra servizio a tutele graduali per le piccole imprese e servizio a tutele graduali per le micro-imprese.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica, avvenuta il 1° luglio 2007⁵³, l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle micro-imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela, sono serviti nell'ambito del servizio a tutele graduali o del servizio di salvaguardia, entrambi svolti da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara.

Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere. La tavola 2.64 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2023 per ciascuna delle fasce orarie in cui è articolato il sistema tariffario⁵⁴.

Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti esclusivamente sui mercati a pronti, in particolare sull'MGP (Mercato del giorno prima) per il 99% del proprio fabbisogno, ricorrendo all'MPEG (Mercato dei prodotti giornalieri) solamente per l'1%. Inoltre, come accaduto nel 2022, anche nel 2023 non sono stati sottoscritti contratti al di fuori del sistema delle offerte. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo è stata pari a circa il 2% del fabbisogno. Con riferimento al 2024⁵⁵, l'ammontare di energia elettrica acquistata, e da acquistare, sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico⁵⁶, stimato pari a circa 12 TWh.

53 Ai sensi della L. 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del DM n. 73/2007.

54 Le fasce orarie sono definite nel Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), allegato alla delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel. La fascia F1 si applica nelle ore centrali della giornata (dalle 8:00 alle 19:00) dal lunedì al venerdì; la fascia F3 si applica dal lunedì al sabato nelle ore notturne (dalle 00:00 alle 7:00 e dalle 23:00 alle 24:00) e in tutte le ore dei giorni festivi; la fascia F2 si applica nelle ore rimanenti.

55 I dati relativi all'anno 2024 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2024.

56 Ai sensi della delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel, a decorrere da aprile 2023, l'Acquirente unico svolge l'attività di approvvigionamento con esclusivo riferimento ai clienti domestici che sono ancora serviti dagli esercenti la maggior tutela. A decorrere da luglio 2024, invece, l'approvvigionamento sarà riferito esclusivamente ai clienti domestici vulnerabili, come ha stabilito la delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel (e s.m.i.).

TAV. 2.70 *Approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2023 (GWh al lordo delle perdite di rete e prezzi in €/MWh)*

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Mercato del giorno prima (MGP)	6.123	5.410	6.582	18.114
Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)	61	50	74	186
Sbilanciamento unità di consumo ^(A)	7	41	137	185
TOTALE	6.191	5.500	6.793	18.485
Media del prezzo di cessione	154,58	158,79	131,94	-

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, n. 111 e successive modifiche e integrazioni.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

L'ultima riga della tavola riporta invece il prezzo di cessione applicato nel 2023 da Acquirente unico agli esercenti la maggior tutela, calcolato come media ponderata rispetto all'energia acquistata in ciascun mese dell'anno; tale prezzo include i costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti finali in maggior tutela.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è sceso sensibilmente, dal 3,12% del 2023 al 2,74% nel 2024, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat⁵⁷.

Poiché anche il peso dell'altro segmento energetico soggetto alla regolazione dell'Autorità, ovvero il gas, è sceso lievemente nel 2024 (si veda il Capitolo 3 di questo stesso Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è calata dal 5,64% (2023) al 5,15%. Includendo i segmenti ambientali rilevati dall'Istat ("fornitura acqua", "raccolta acque di scarico", "raccolta rifiuti"), l'incidenza complessiva dei servizi regolati dall'Autorità raggiunge il 6,36% (era il 7% nel 2023).

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat è sostanzialmente dimezzato nel corso del 2023: dal 344 di gennaio (a sua volta sensibilmente inferiore al 393 del mese precedente) al 197 di dicembre. Nel corso dell'anno, i tassi di variazione a 12 mesi sono cambiati notevolmente, passando dal +89% di gennaio al -50% di dicembre, mentre in media d'anno si registra una diminuzione dell'8,3% (Tav. 2.71).

TAV. 2.71 *Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica (numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali)*

MESI	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	344,4	88,8%	119,1	10,0%	289,2	71,7%
Febbraio	322,3	58,1%	119,3	9,1%	270,2	44,9%

(segue)

⁵⁷ Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'Indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti ausiliarie interne ed esterne all'Istat. Le variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi inclusi nel paniere concorrono al calcolo dell'indice generale in funzione della quota di spesa che le famiglie destinano al loro acquisto.

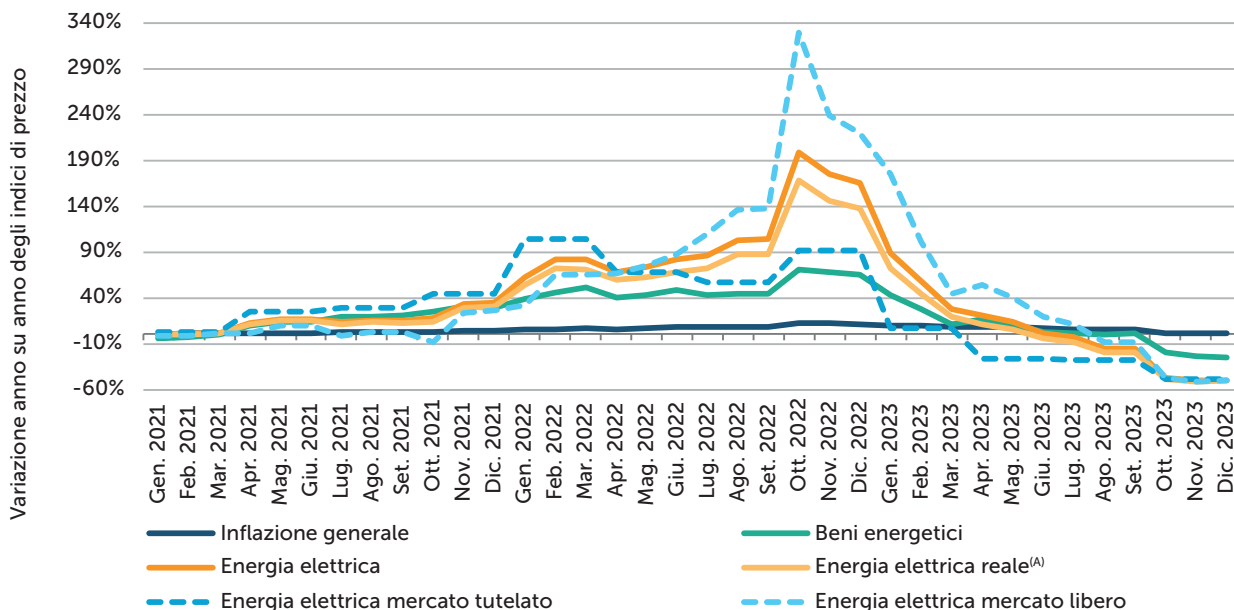
MESI	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Marzo	263,0	28,0%	118,8	7,6%	221,4	19,0%
Aprile	233,2	20,1%	119,3	8,2%	195,5	11,1%
Maggio	229,9	13,5%	119,7	7,6%	192,1	5,5%
Giugno	214,8	1,4%	119,7	6,4%	179,4	-4,7%
Luglio	206,3	-3,4%	119,7	5,9%	172,3	-8,8%
Agosto	205,7	-14,8%	120,1	5,4%	171,3	-19,2%
Settembre	205,1	-15,2%	120,3	5,3%	170,5	-19,5%
Ottobre	202,2	-47,5%	120,1	1,7%	168,4	-48,3%
Novembre	198,2	-50,6%	119,5	0,7%	165,9	-50,9%
Dicembre	196,9	-49,9%	119,7	0,6%	164,5	-50,2%
ANNO 2023	253,2	-8,3%	119,6	5,6%	196,6	-12,4%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

Nell'ultimo triennio il tasso di variazione a 12 mesi dell'elettricità è risultato positivo sino a metà 2023, con una forte crescita nella prima parte (dallo 0,4% del gennaio 2021 al picco del 199,1% dell'ottobre 2022), dopo di che è collassato sino all'1,4% del giugno 2023. Dal luglio 2023 tale tasso di variazione è negativo, raggiungendo -50% a fine anno. Tali valori risultano dalla combinazione di due sottoinsiemi: gli indici del mercato libero e quelli del servizio di maggior tutela. Quest'ultimo ha presentato incrementi più elevati sino all'aprile 2022 (in media 24 punti in più), successivamente il primato è passato al mercato libero (in media livello più elevato di 73 punti), in modo particolare nel quadrimestre da ottobre 2022 a gennaio 2023 (+170 punti), mentre negli ultimi due mesi di tale anno il servizio di tutela è tornato a presentare variazioni a 12 mesi superiori, seppure di poco (3 punti), a quelle del mercato libero. Rispetto all'insieme dei beni energetici, le variazioni dell'energia elettrica sono risultate di poco superiori nel primo semestre 2021 (in media circa 3 punti in più), inferiori nei successivi 4 mesi (circa 5 punti in meno), superiori per un lungo periodo che va da novembre 2021 a maggio 2023, con differenze minime all'inizio e alla fine di tale periodo e massime nell'ottobre del 2022 (128 punti in più), mentre nell'ultimo semestre del 2023 l'energia elettrica torna a presentare tassi di variazione inferiori, con un divario che supera i 24 punti nell'ultimo trimestre.

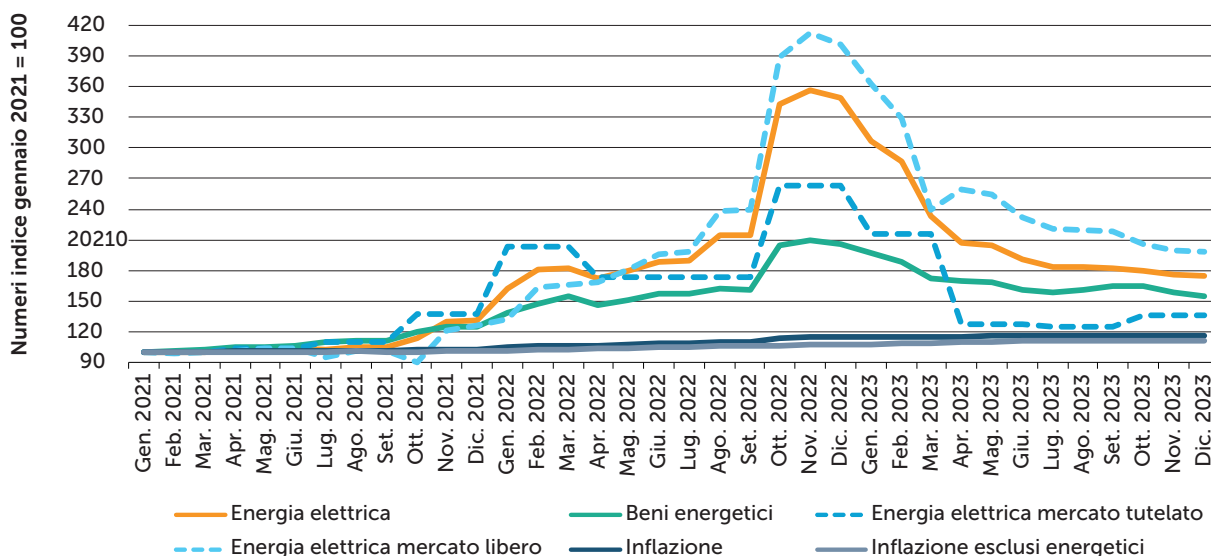
FIG. 2.30 Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto nell'ultimo triennio



(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali

FIG. 2.31 Livello dei prezzi dell'energia elettrica nell'ultimo triennio



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività. Indici nazionali.

L'evoluzione risulta ancora più evidente nella figura 2.31, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori nel triennio ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2021).

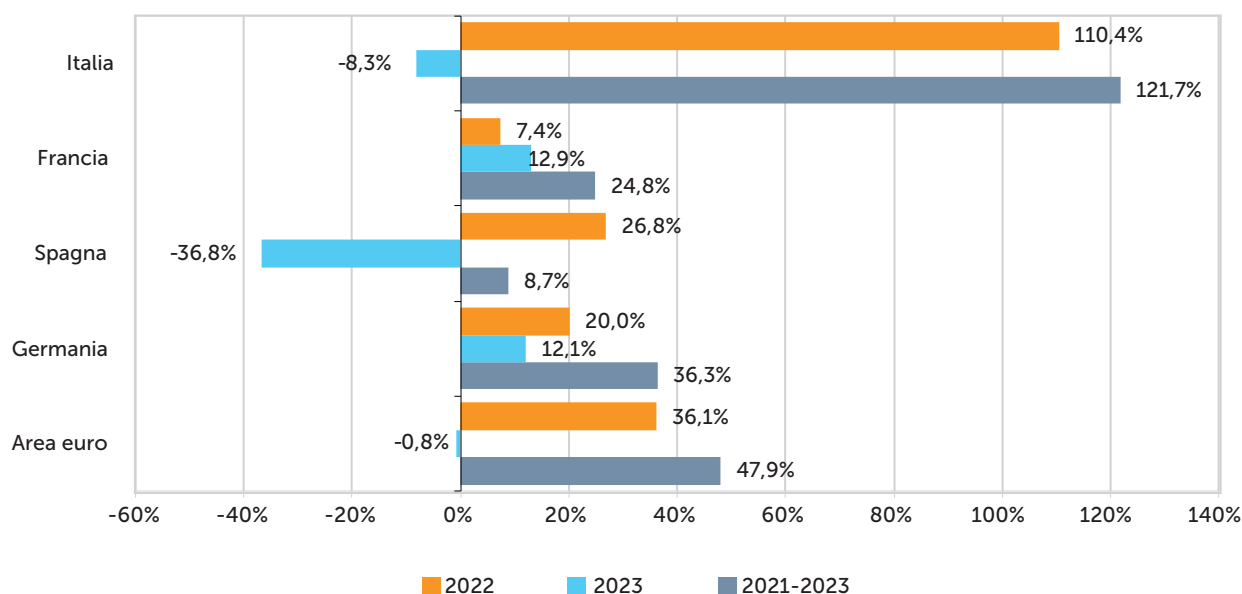
Tutti gli indicatori energetici hanno conosciuto un'impennata sino al massimo del novembre 2022, nel quale i beni energetici nel loro complesso risultano raddoppiati rispetto alla situazione iniziale, mentre l'energia elettrica

risulta più che triplicata (3,5 volte il livello di partenza); questo risultato deriva dalla composizione tra il servizio di tutela (2,75 il livello iniziale) e il mercato libero (4 volte la situazione iniziale). Nei mesi successivi vi è stato un forte calo di tutti gli indicatori; ciò fa sì che a fine triennio i prezzi dei beni energetici nel loro insieme presentino un incremento del 55%, che ha prodotto quasi un terzo dell'inflazione del triennio (4,7 punti percentuali su 15,9), come mostrato dal confronto tra l'indice generale dei prezzi e l'indice generale al netto degli energetici, mentre l'energia elettrica presenta un incremento del 75%, che risulta dalla combinazione tra il sostanziale raddoppio dei prezzi nel mercato libero (+97,8%) e l'incremento del 36,3% nel servizio di maggior tutela.

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con quella dei principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.32).

La diminuzione indicata in precedenza per il 2023 in Italia (-8,3%) è superata solo dalla Spagna (-36,8%), mentre Francia e Germania presentano ancora degli incrementi (poco più del 12%). Considerando l'insieme degli ultimi tre anni, l'Italia presenta un aumento (+121,7%) senza eguali: superiore al doppio della media dell'area euro (47,9%) e al triplo della Germania (+36,3%), mentre Francia e Spagna presentano incrementi ancora più contenuti (rispettivamente +24,8% e +8,7%).

FIG. 2.32 Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali paesi europei



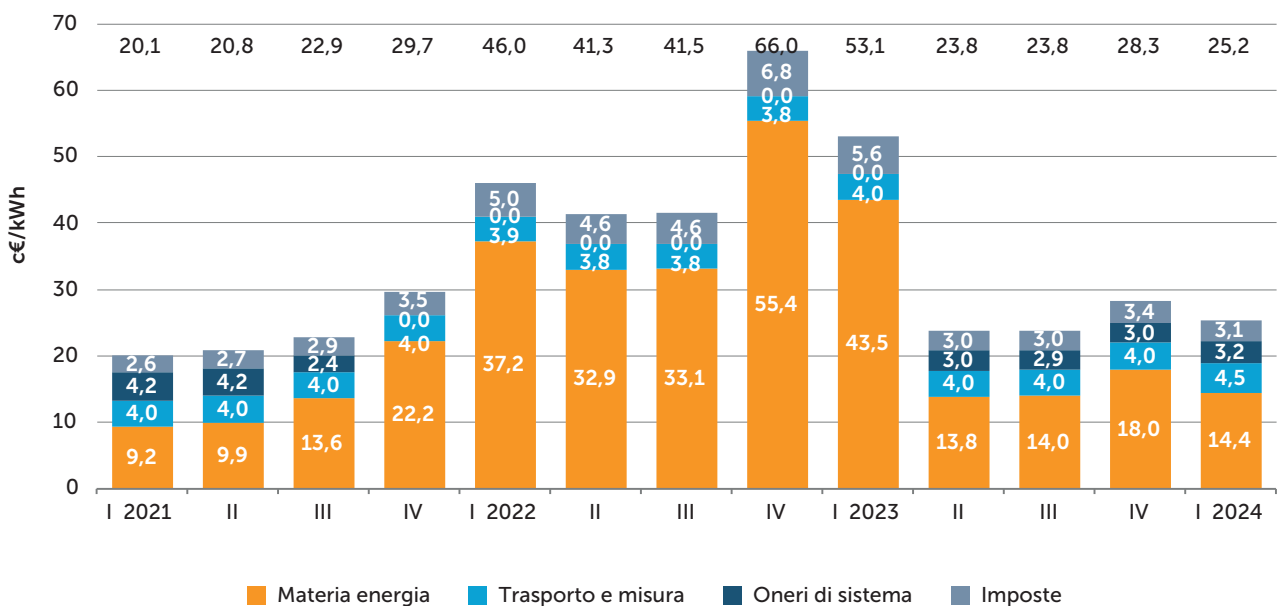
Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

Le condizioni di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumo annuo pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW (consumatore tipo) negli ultimi tre anni risentono dapprima della graduale ripresa delle attività dopo la pandemia, che ha determinato la progressiva risalita verso i valori precedenti l'evento (circa 20 c€/kWh), mentre dopo la metà del 2021 vi sono stati incrementi ancora più forti che hanno

condotto ad un valore più che raddoppiato a inizio 2022 (46 c€/kWh), pur in presenza delle significative misure di contenimento adottate dal Governo e dall’Autorità già tre mesi prima. Successivamente, dopo l’insorgere del conflitto in Ucraina, a fine 2022 è stato toccato un nuovo massimo (66 c€/kWh), il cui livello risulta più che triplicato rispetto ai valori medi precedenti gli eventi pandemici e bellici. Solo nel corso del 2023 si è avuta una significativa inversione di tendenza, con un calo del 20% (circa 13 c€/kWh in meno) nel primo trimestre ed una diminuzione ancora più forte nel secondo, nel quale il prezzo è più che dimezzato (-55%, quasi 30 c€/kWh in meno). Successivamente, vi è stata una sostanziale stabilità, ad eccezione del rialzo dell’autunno 2023 (+19%, 4,4 c€/kWh in più), in buona parte rientrato nel trimestre successivo (3 c€/kWh in meno). Tuttavia, il valore a inizio 2024 è significativamente superiore al livello pre-pandemico (+28%, circa 5,6 c€/kWh in più) (Fig. 2.33).

FIG. 2.33 Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo, con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW



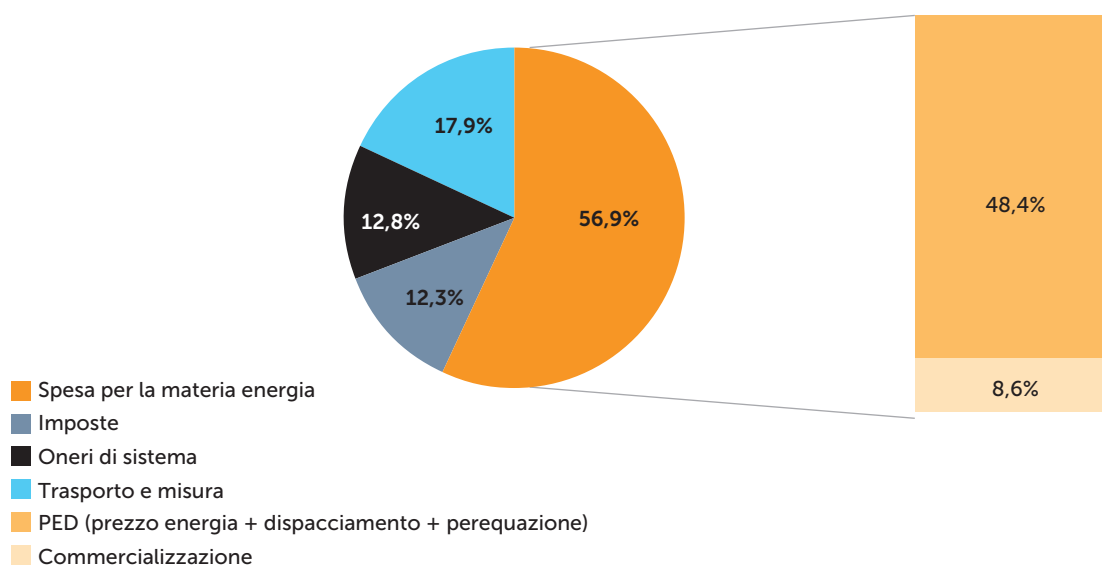
Fonte: ARERA.

La dinamica complessiva, appena descritta, risulta dall’evoluzione delle singole componenti. In dettaglio:

- la materia energia, la cui evoluzione è collegata alle condizioni dei mercati all’ingrosso, essendo la voce con la maggiore incidenza, condiziona l’andamento del prezzo totale; nel triennio considerato tale componente è sestuplicata tra l’inizio del 2021 e la fine del 2022 (da 9,2 a 55,4 c€/kWh), in seguito vi è stata la rapida discesa sino ai 13,8 c€/kWh del secondo trimestre 2023, livello abbastanza uniforme nei mesi successivi, con l’eccezione del quarto trimestre dello stesso anno (18 c€/kWh);
- i costi di trasporto e misura sono rimasti sostanzialmente stabili intorno al valore medio di 3,9 c€/kWh fino alla fine del 2023, mentre nel primo trimestre 2024 sono saliti del 13,5% a 4,5 c€/kWh;
- gli oneri di sistema presentano dapprima un valore medio di poco superiore a quello della voce precedente (4,18 c€/kWh), mentre dopo la metà del 2021 sono stati oggetto di interventi di Governo e Autorità che hanno condotto dapprima alla loro riduzione a 2,44 c€/kWh nel terzo trimestre del 2021 e poi al loro azzeramento a partire dal trimestre successivo, per ricomparire a inizio 2023 con valori intorno a 3 c€/kWh.

Al 1° gennaio 2024, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, è pari a 22,14 c€/kWh al netto delle imposte e a 25,24 c€/kWh con le imposte (Fig. 2.34).

FIG. 2.34 *Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo, con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW al 1° gennaio 2023*



Fonte: ARERA.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica nel primo trimestre 2024 hanno un'incidenza del 57%, sensibilmente superiore a quella di inizio triennio (46%). Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE_1 e PPE_2);
- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e $DISP_{BT}$).

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC3 e UC6, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 17,9% del prezzo lordo complessivo, incidenza lievemente inferiore rispetto a inizio triennio (20%). Ancora più marcata la diminuzione dell'incidenza degli oneri generali di sistema, che sono scesi dal 20,8% al 12,8% del prezzo totale.

Qualità del servizio

In questa parte del capitolo sono presentati i principali indici di qualità del servizio elettrico e, più in generale, di prestazione delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica. Nelle more della futura predisposizione di una relazione nazionale su tali indici, il presente testo assolve agli obblighi definiti dall'art. 43, comma 2,

lettera c-decies) del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, e dall'art. 59, comma, lettera l) della direttiva (UE) 2019/944.

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Capacità aggiuntiva di trasporto tra zone della rete rilevante

Uno dei principali indicatori per l'integrazione dei mercati elettrici e il supporto alla transizione energetica, in presenza della crescente integrazione di fonti energetiche rinnovabili, è rappresentato dalla capacità di interconnessione con l'estero e dalla capacità di trasporto tra le zone interne della rete rilevante (dette anche "zone di mercato").

La regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica ha introdotto un meccanismo incentivante la realizzazione di capacità aggiuntiva di trasporto fino a determinati valori di capacità obiettivo. In particolare, rispetto alla prima applicazione avviata nel 2019, nel 2021⁵⁸ sono stati aggiornati i parametri e gli obiettivi per il meccanismo di incentivazione tra i confini (interconnessioni con l'estero) e le sezioni interne al territorio italiano.

Nel corso del 2022 e del 2023, Terna ha messo in atto azioni e interventi volti a incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e con l'estero, anche attraverso soluzioni a bassa intensità di capitale (le cosiddette *capital light*) come il potenziamento del Sistema di difesa, l'installazione di sistemi *Dynamic Thermal Rating* su rete 400/220/150 kV, la risoluzione mirata dei limiti di portata degli elementi di rete che costituiscono un "collo di bottiglia".

In particolare, nel 2022:

- gli interventi di tipo *capital light* hanno consentito di incrementare di 300 MW la capacità di trasporto in importazione sulla frontiera Nord (Francia, Svizzera, Austria e Slovenia) dal 1° gennaio 2023;
- gli interventi di tipo *capital light* hanno consentito di incrementare di 100 MW la capacità di trasporto sulla sezione da Sud a Centro-Sud dal 1° gennaio 2023;
- il nuovo collegamento 380 kV "Deliceto – Bisaccia" (entrato in servizio il 10 aprile 2022) ha permesso di rendere strutturale e permanente, sulla sezione da Sud a Centro-Sud, una parte (150 MW) dei 400 MW già resi disponibili dal 1° gennaio 2021 con gli interventi *capital light* realizzati nel 2020.

In particolare, nel 2023:

- il nuovo *interconnector* 220 kV "Nauders – Glorenza" (entrato in servizio il 12 dicembre 2023) ha reso disponibili 300 MW di capacità di trasporto in importazione sul confine con l'Austria;
- soluzioni *capital light* hanno consentito un ulteriore incremento dal 1° gennaio 2024 sulla sezione Sud verso Centro-Sud, variabile tra 0 e 100 MW a seconda delle quantità di fabbisogno residuo nelle zone Sud e Centro-Sud;

58 Con la delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel.

- soluzioni *capital light* hanno consentito un incremento di 50 MW dal 1° gennaio 2024 sulla sezione Calabria verso Sicilia.

Inoltre, a novembre 2022 interventi del TSO svizzero Swissgrid sulla propria rete interna hanno consentito di incrementare di 200 MW la capacità al confine con la Svizzera.

Nello stesso mese di novembre 2022 e poi ad agosto 2023 sono inoltre entrati in esercizio il primo e il secondo polo del collegamento *High Voltage Direct Current* Italia – Francia, per una capacità complessiva di 1.200 MW.

Nella tavola 2.72 sono indicati i livelli di partenza della capacità di trasporto, i livelli obiettivo definiti dalla regolazione dall’Autorità e la capacità di trasporto al 1° gennaio 2024, come pubblicata da Terna, per aggregato di confini e sezioni più rilevanti.

TAV. 2.72 *Capacità di trasporto tra zone di rete, e relativi livelli di partenza, obiettivi e valori di riferimento dichiarati al 1° gennaio 2024, per i confini e le principali sezioni della rete (in MW)*

CONFINE/SEZIONE	CAPACITÀ DI PARTENZA (SITUAZIONE WINTER PEAK)	CAPACITÀ OBIETTIVO (SITUAZIONE WINTER PEAK)	CAPACITÀ DI TRASPORTO AL 1° GENNAIO 2024
Italia - Nazioni a nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria), in importazione	7.705	10.505	9.682
Italia - Nazioni a est (aggregazione dalla Slovenia alla Grecia), in importazione	1.230	1.380	1.853
Nord - Centro Nord	3.900	4.300	4.300
Centro Nord - Nord	1.500	1.900	1.900
Centro Nord - Centro Sud	1.400	1.800	1.800
Centro Sud - Centro Nord	2.400	2.800	2.800
Sud - Centro Sud (monodirezionale)	4.600	5.550	5.100-5.200
Sud - Calabria/Rossano	1.100	- (A)	1.100
Calabria/Rossano - Sud	2.350	- (A)	2.350
Calabria/Rossano - Sicilia	1.100	1.750	1.550
Centro Nord - Sardegna	300	1.000	300
Sardegna - Centro Nord	300	1.000	300
Sardegna - Centro Sud	900	- (A)	900
Centro Sud - Sardegna	720	- (A)	720

(A) Capacità non necessaria.

Fonte: ARERA, delibera n. 446/2021/R/eel, ed elaborazioni su dati Terna.

Affidabilità del servizio di trasmissione

L’affidabilità del servizio di trasmissione è misurata principalmente mediante l’indicatore di energia non fornita, anche definita con l’espressione inglese *energy not supplied* (ENS). Il valore di ENS registrato nel 2023 risulta

sostanzialmente raddoppiato rispetto a quello dei due anni precedenti. Nella tavola 2.73 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS negli anni dal 2012 al 2023.

TAV. 2.73 Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti (in MWh)

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ENS ^(A)	4.460	2.980	1.693	3.211	1.686	4.104	4.033	10.179	2.431	1.481	1.589	3.005

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

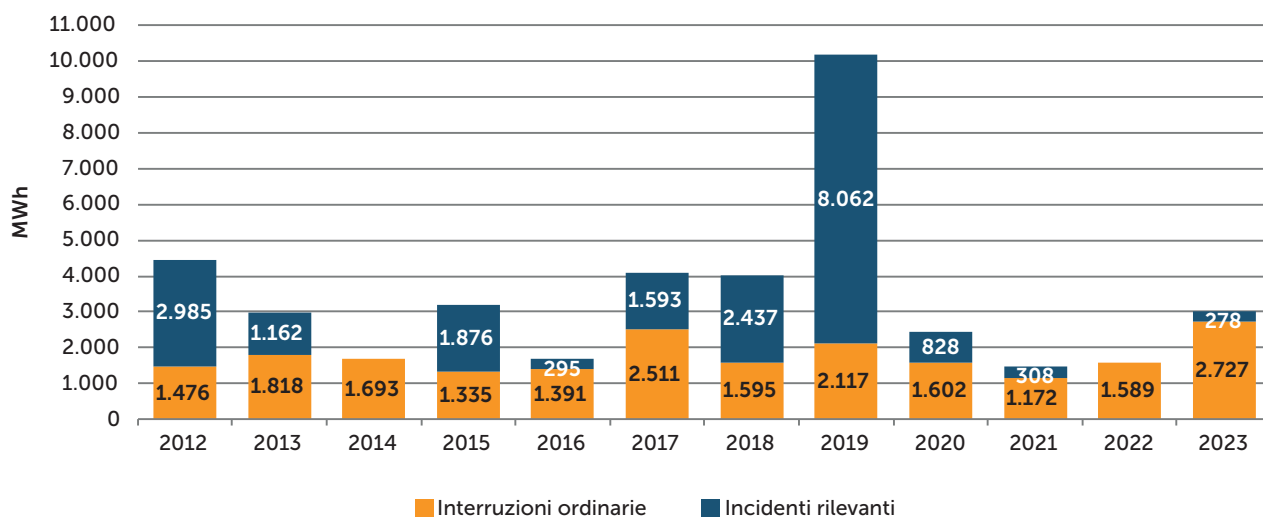
Nella tavola 2.74 è riportato il numero degli incidenti rilevanti, cioè le interruzioni con ENS superiore a 250 MWh (un caso nel 2023), e la relativa ENS nel periodo 2012-2023. Nella successiva figura 2.35 è mostrata la ENS dovuta a interruzioni ordinarie e incidenti rilevanti nel periodo 2012-2023.

TAV. 2.74 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti (numero di incidenti rilevanti ed ENS in MWh)

ANNO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Incidenti rilevanti	3	2	0	2	1	2	1	4	1	1	0	1
ENS	2.985	1.163	0	1.876	295	1.593	2.437	8.063	828	308	0	278

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

FIG. 2.35 Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

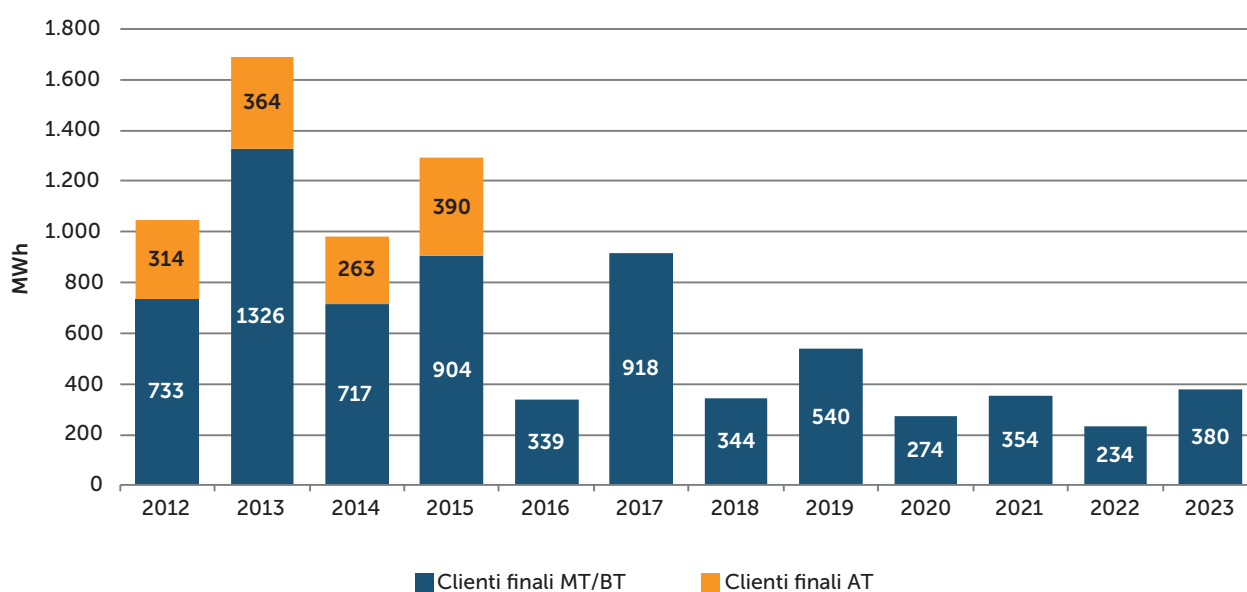
L'incentivazione per Terna volta all'affidabilità del servizio di trasmissione avviene con la regolazione premi-penalità introdotta dall'Autorità⁵⁹ tramite l'indicatore dell'energia non fornita per cause riconducibili all'operato di

59 Con la delibera 27 dicembre 2019, 567/2019/R/eel.

Terna e per alcuni tipi di eventi eccezionali, applicando una funzione di smussamento del valore di tale energia nel caso di incidenti rilevanti (ENS regolata o anche ENSR).

L'andamento della ENS regolata nel periodo dal 2012 al 2023 (Fig. 2.36), evidenzia che la regolazione premi-penalità dell'Autorità e le azioni di Terna hanno determinato un *trend* di riduzione dell'energia non fornita, significativamente migliore rispetto agli obiettivi fissati sulla base di dati storici (il livello obiettivo per l'anno 2023 è pari a 763 MWh/anno, mentre era pari a 980 MWh/anno nel 2016 e poi decrescente ogni anno). Fino al 2015 i livelli obiettivo ed effettivi comprendevano l'ENS ai clienti finali in alta tensione, mentre dal 2016 tale energia è stata esclusa dal computo dell'indicatore ENSR.

FIG. 2.36 Energia non fornita regolata soggetta a premi-penalità



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Nella tavola 2.75 viene riportata la classificazione territoriale di Terna.

Il numero medio delle interruzioni di durata superiore a un secondo per utente, dovute a tutte le cause (anche estranee alla responsabilità di Terna) e inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.76. Nel 2023 tale numero medio, su base nazionale, è inferiore a quanto rilevato dal 2017.

TAV. 2.75 *Classificazione territoriale di Terna*

DIPARTIMENTO/ DISTRETTO TRASMISSIONE (DT)	EX AREA OPERATIVA TERRITORIALE (AOT)	REGIONE DI RIFERIMENTO
Nord-Ovest (DTNOV)	TORINO	Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria
Nord (DTNOR)	MILANO	Lombardia
Nord-Est (DTNES)	PADOVA	Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto
Centro-Nord (DTCNR)	FIRENZE	Emilia-Romagna, Toscana
Centro (DTCEN)	ROMA	Marche, Umbria, Abruzzo, Lazio, Molise
Sud (DTSUD)	NAPOLI	Puglia, Campania, Basilicata, Calabria
Sicilia (DTSIC)	PALERMO	Sicilia
Sardegna (DTSAR)	CAGLIARI	Sardegna

TAV. 2.76 *Numero medio di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti) per utente direttamente connesso con l'RTN ^(A)*

DIPARTIMENTO/ EX AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Torino	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47	0,48	0,46	0,63	0,72	0,29	0,31	0,27
Milano	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25	0,27	0,27	0,30	0,55	0,27	0,23	0,31
Padova	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44	0,47	0,53	0,62	0,77	0,23	0,28	0,28
Firenze	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22	0,57	0,40	0,33	0,43	0,23	0,13	0,20
Roma	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55	0,83	0,67	0,51	0,62	0,57	0,51	0,42
Napoli	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65	0,81	1,14	1,62	1,02	1,68	1,63	1,19
Palermo	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70	0,60	0,76	0,82	1,07	0,66	0,51	0,78
Cagliari	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16	0,44	0,29	0,23	0,56	0,28	0,22	0,39
TOTALE	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44	0,57	0,59	0,70	0,72	0,59	0,56	0,50

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine.

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

Indisponibilità degli elementi della Rete di trasmissione nazionale

Un elemento della Rete di trasmissione nazionale è detto "indisponibile" quando non è utilizzabile da Terna per lo svolgimento dell'attività di trasmissione. L'indisponibilità è considerata programmata se pianificata con almeno sette giorni di anticipo rispetto alla sua esecuzione, mentre è considerata non programmata negli altri casi.

L'indisponibilità di un elemento di rete può comportare una riduzione della capacità di trasporto, con potenziali effetti economici negativi per gli utenti della rete, e occasionalmente può contribuire a disalimentazioni, in caso di successivi guasti su altri elementi di rete. Tale situazione accade per esempio quando un utente connesso in assetto cosiddetto "magliato" con due linee di alimentazione risulta temporaneamente connesso in assetto radiale (ossia, con una sola linea di alimentazione residua) e poi quest'ultima linea residua si disconnette.

Nelle tavole dalla 2.77 alla 2.80 sono sintetizzate le principali evidenze emerse nel periodo 2015-2023, con un rilievo particolare per l'indisponibilità delle linee elettriche aeree dal momento che rappresentano la tipologia di elementi di rete caratterizzati da maggiori indisponibilità. Nel 2023 l'indicatore sintetico di disponibilità di tutti gli elementi di rete è allineato rispetto al dato del 2022, in calo significativo rispetto al periodo 2015-2017, con un leggero incremento rispetto al 2022 nelle aree operative territoriali di Palermo e Milano, e una riduzione in particolare nelle aree di Firenze e Napoli.

TAV. 2.77 *Indicatore di disponibilità ASAI^(A) relativo a tutti gli elementi di rete per Area operativa territoriale di Terna*

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Torino	98,922%	98,977%	98,964%	98,981%	98,824%	98,885%	98,566%	98,876%	98,810%
Milano	99,096%	99,122%	98,933%	98,772%	98,526%	98,563%	97,993%	98,096%	98,436%
Padova	99,041%	99,254%	99,073%	98,826%	98,623%	98,663%	98,742%	98,538%	98,531%
Firenze	98,856%	98,813%	98,913%	98,770%	98,526%	98,577%	98,124%	98,224%	97,736%
Roma	99,233%	99,144%	98,944%	99,231%	99,072%	98,915%	98,722%	98,673%	98,487%
Napoli	99,314%	99,504%	99,246%	99,060%	98,950%	98,915%	98,535%	98,849%	98,480%
Palermo	99,220%	99,278%	99,254%	99,312%	99,371%	99,101%	98,833%	98,576%	99,100%
Cagliari	99,328%	99,181%	99,131%	98,578%	98,172%	98,444%	97,745%	98,061%	97,864%
TOTALE	99,101%	99,163%	99,043%	98,939%	98,760%	98,759%	98,435%	98,518%	98,454%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi dell'RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.78 *ASAI^(A) relativo alle linee elettriche aeree*

TENSIONE LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤ 150 kV	99,085%	99,127%	98,890%	98,662%	98,517%	98,477%	98,037%	98,306%	98,356%
220 kV	97,416%	98,267%	97,034%	96,778%	94,906%	95,446%	94,771%	93,528%	94,081%
380 kV	98,476%	99,034%	98,195%	98,310%	97,589%	97,593%	97,511%	96,713%	95,499%

(A) Average system availability index: rappresenta la disponibilità degli elementi dell'RTN.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.79 *Percentuale di indisponibilità delle linee elettriche aeree per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Indisponibilità^(A) programmata									
≤ 150 kV	0,7%	0,8%	0,9%	1,0%	1,1%	1,1%	1,4%	1,4%	1,3%
220 kV	2,2%	1,5%	2,3%	2,5%	4,3%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%
380 kV	1,2%	0,8%	1,3%	1,4%	1,6%	1,7%	2,2%	3,0%	3,6%
Indisponibilità(A) non programmata									
≤ 150 kV	0,2%	0,1%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,5%	0,3%	0,3%
220 kV	0,4%	0,3%	0,7%	0,7%	0,8%	1,0%	1,8%	3,0%	2,3%
380 kV	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,8%	0,7%	0,3%	0,3%	0,9%

(A) L'indisponibilità è calcolata, per ogni livello di tensione, rispetto a tutte le linee elettriche aeree dell'intera RTN e non rispetto alle sole linee oggetto di almeno un episodio di indisponibilità.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

TAV. 2.80 *Tempo complessivo medio di permanenza in assetto radiale per un utente strutturalmente connesso in assetto magliato e temporaneamente connesso in assetto radiale (ore/anno), per livello di tensione*

LINEE	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
≤ 150 kV	25,360	23,147	25,310	25,631	27,077	30,820	29,953	30,01	29,231
220 kV	38,010	14,991	45,405	13,054	16,945	14,842	41,570	34,844	43,488
380 kV	-	-	-	-	20,832	55,958	39,748	10,36	12,814

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

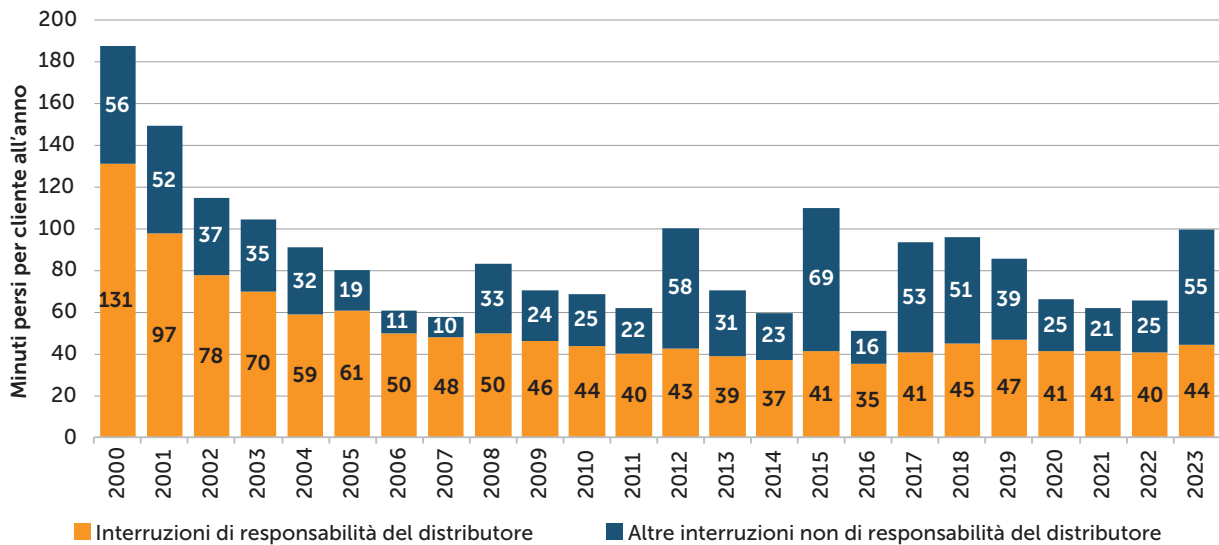
Durata e numero di interruzioni di energia elettrica

Nel 2023 si registra un peggioramento rispetto al triennio 2020-2022 sia per la durata media delle interruzioni senza preavviso (100 minuti), sia per il numero medio delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione (4,87).

Il peggioramento della *performance* per il 2023 è attribuito principalmente, come per il triennio 2017-2019 e per gli anni 2012 e 2015, all'impatto di eventi meteorologici eccezionali (alluvioni, tempeste di vento e ondate di calore) che hanno contribuito in modo consistente all'aumento della durata delle interruzioni; le regioni maggiormente colpite da tali eventi meteorologici eccezionali sono il Friuli-Venezia Giulia e l'Emilia-Romagna al Nord, la Toscana al Centro, l'Abruzzo, il Molise, la Campania e la Sicilia al Sud.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2023, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 44 minuti per utente in bassa tensione a livello nazionale (Fig. 2.37, Fig. 2.38 e Fig. 2.39) e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (che, insieme, corrispondono alle interruzioni di durata superiore a un secondo) di responsabilità delle imprese distributrici è pari a 3,43 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.40 e Fig. 2.41). Nel calcolo di tali valori sono dedotte: le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate e in giorni con fulminazioni eccezionali (identificate in base a due metodi statistici specifici), nonché le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad atti di autorità pubblica e a furti.

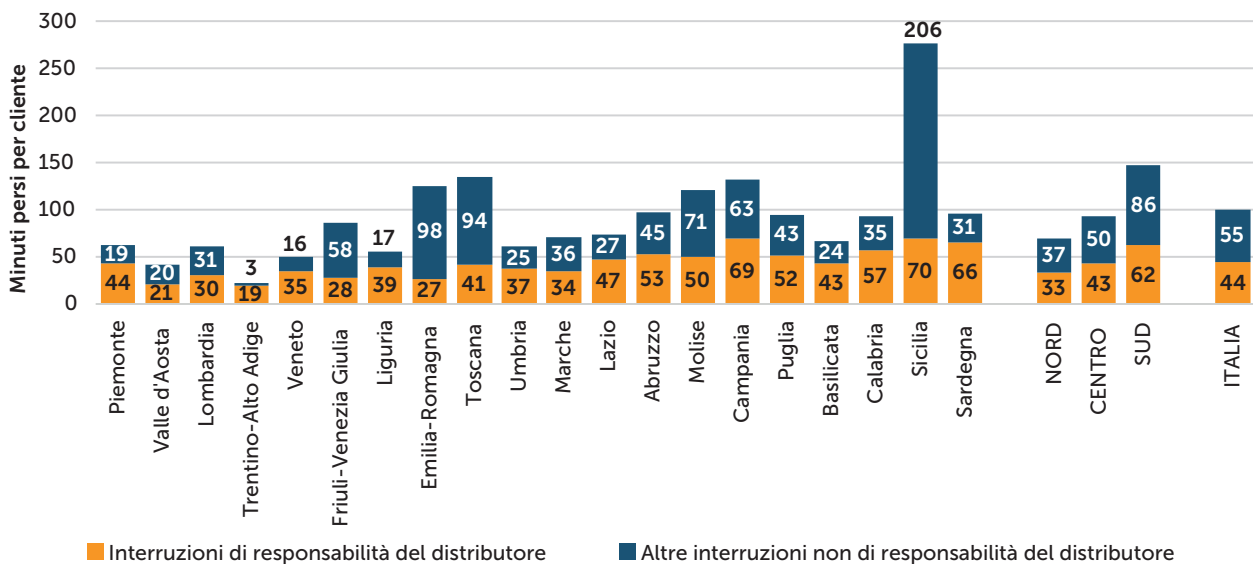
FIG. 2.37 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione^(A)



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sull'RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

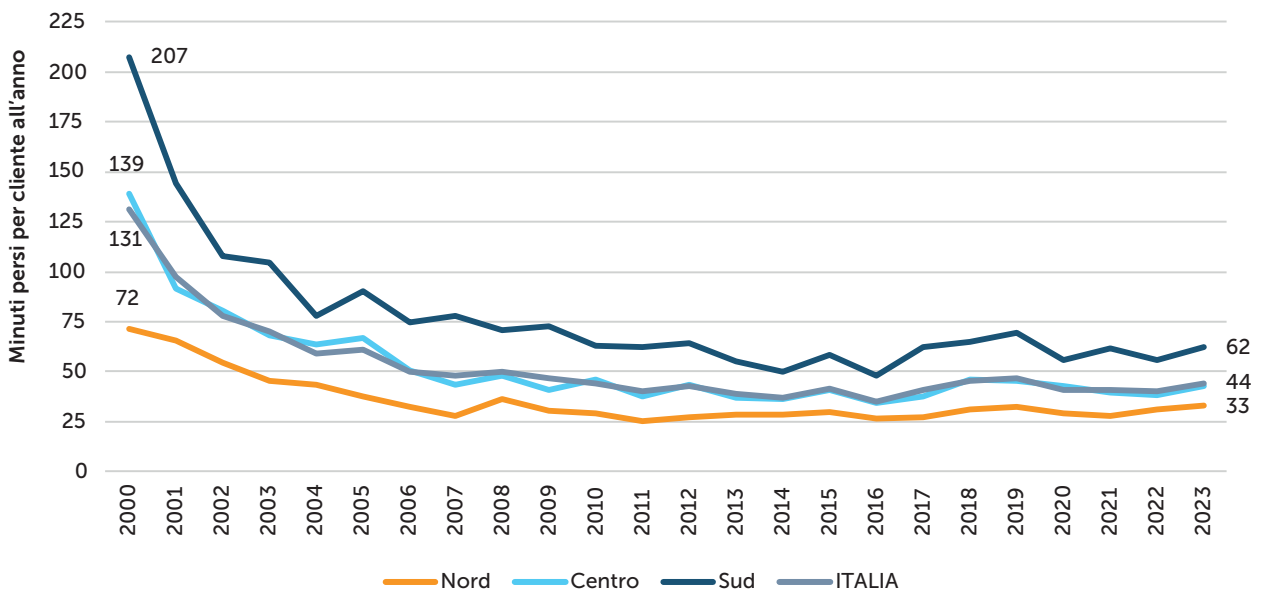
FIG. 2.38 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023 per regione^(A)



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sull'RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti.

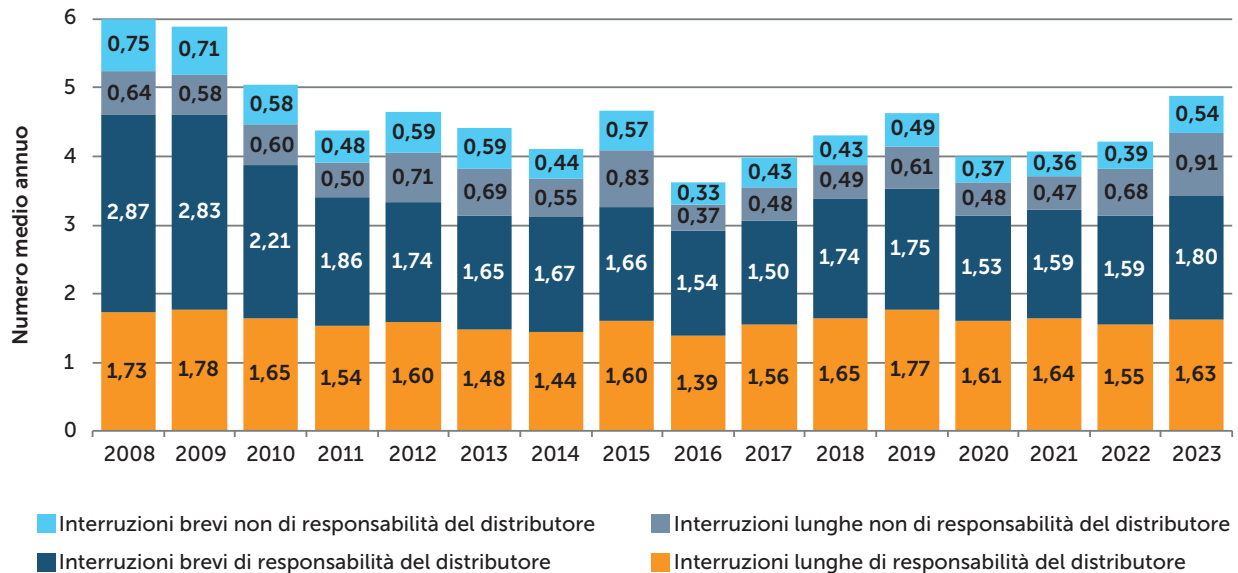
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.39 Durata delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

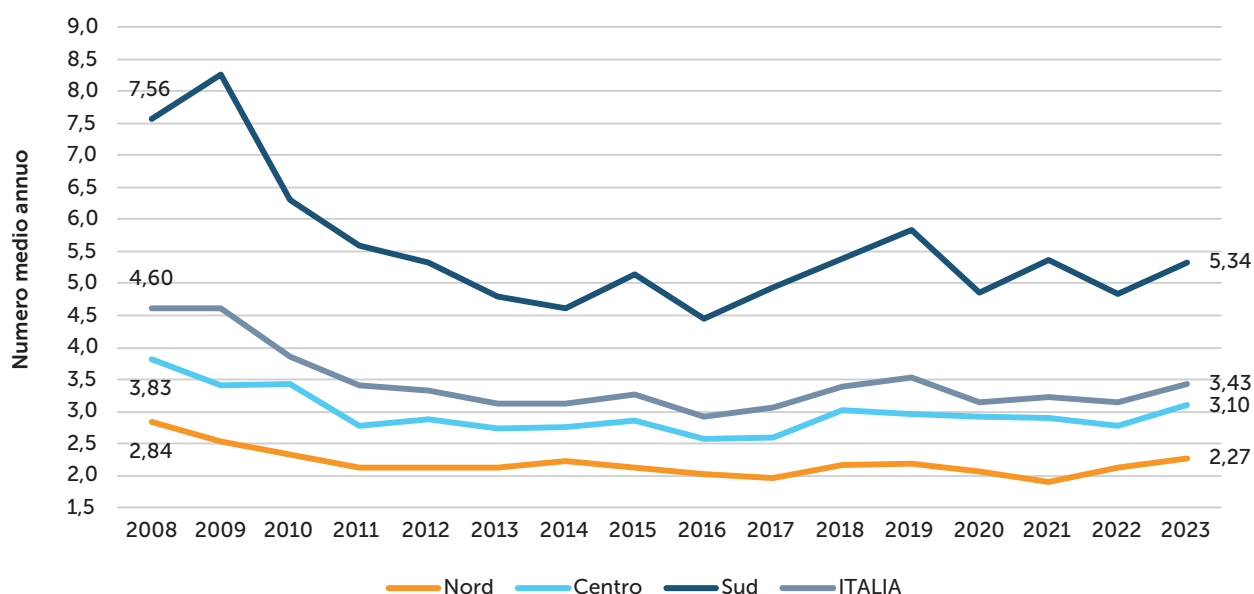
FIG. 2.40 Numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione^(A)



(A) Esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.41 Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

La tavola 2.81 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche i furti) e in particolare la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (cioè di durata inferiore al secondo) registrati nel corso del 2023.

Nel 2023, come già nel biennio 2021-2022, si è registrato un aumento della durata media delle interruzioni con preavviso rispetto al quadriennio precedente 2017-2020. Questo effetto è dovuto principalmente al deciso aumento delle connessioni dell'utenza, in particolare di produttori, e alla conseguente crescita delle attività di potenziamento e sviluppo della rete da parte delle imprese distributrici, che comportano un aumento delle interruzioni con preavviso (Fig. 2.42).

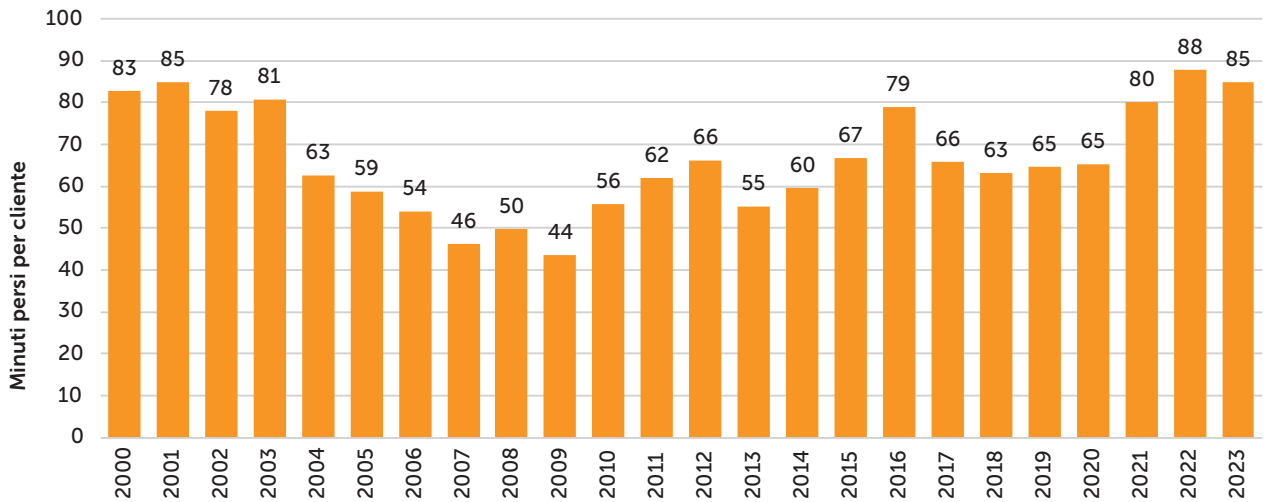
Nel 2023, considerando l'insieme delle interruzioni con e senza preavviso, la durata media per utente in bassa tensione in Italia si attesta a 185 minuti: 115 minuti al Nord, 174 minuti al Centro e 291 minuti al Sud (Fig. 2.43).

TAV. 2.81 Durata (minuti persi) e numero di interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione nel 2023

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI AL NETTO DEI FURTI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	63	1,77	1,50	2,24
Valle d'Aosta	41	1,16	1,39	0,72
Liguria	61	1,60	1,50	1,87
Lombardia	22	0,80	0,89	0,70
Trentino-Alto Adige	51	1,66	1,78	4,30
Veneto	86	1,68	2,20	5,00
Friuli-Venezia Giulia	55	1,52	1,47	1,94
Emilia-Romagna	125	1,43	1,68	2,63
Toscana	135	1,94	2,10	2,49
Marche	61	1,85	2,10	5,88
Umbria	71	1,88	2,18	4,18
Lazio	74	2,47	1,97	3,67
Abruzzo	97	2,79	3,13	8,79
Molise	121	2,65	2,92	9,64
Campania	132	4,40	3,00	4,00
Puglia	95	3,59	3,31	5,38
Basilicata	67	2,32	2,80	5,52
Calabria	92	3,79	3,02	6,57
Sicilia	276	5,67	4,89	8,29
Sardegna	96	3,11	4,06	7,96
Nord	69	1,57	1,58	2,56
Centro	93	2,17	2,05	3,51
Sud	148	4,16	3,62	6,45
ITALIA	100	2,53	2,34	4,02

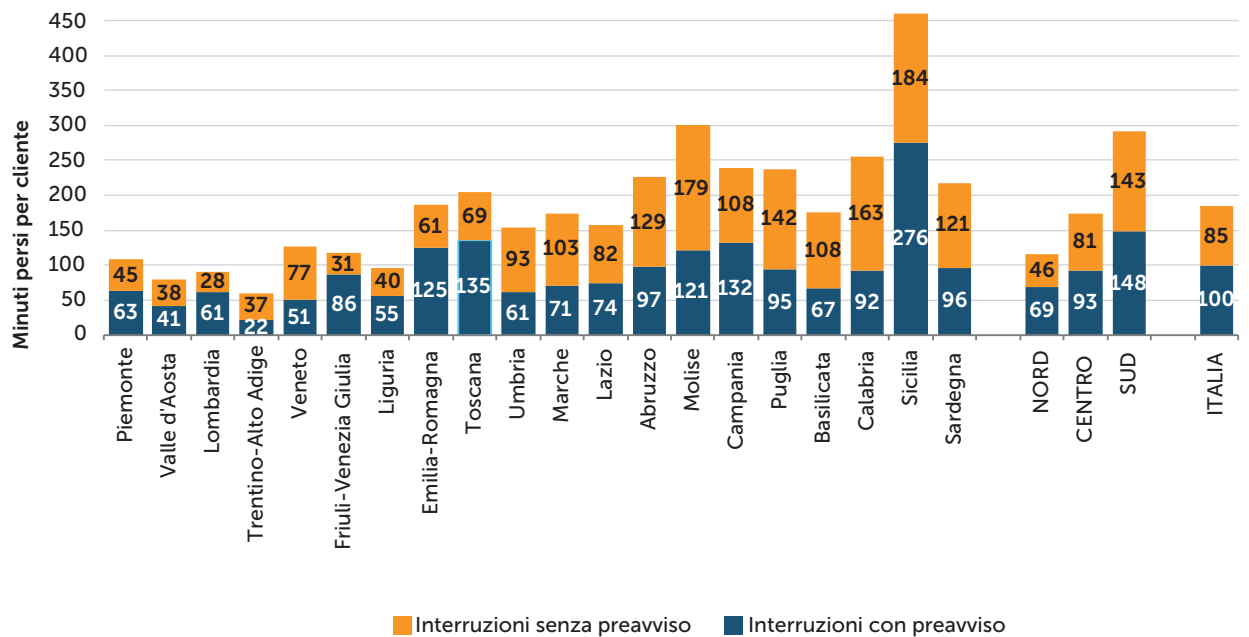
Fonte: ARERA, elaborazione su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.42 Durata delle interruzioni con preavviso lunghe per utente in bassa tensione



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.43 Durata delle interruzioni con e senza preavviso lunghe per utente in bassa tensione nel 2023, per regione



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Servizi di mitigazione delle interruzioni originate nella rete di alta tensione

La regolazione prevede una remunerazione alle imprese distributrici da parte di Terna per le mitigazioni (da parte delle imprese distributrici stesse) degli effetti delle disalimentazioni per guasti sull'RTN, normalmente attuate tramite azioni di riconfigurazione delle reti MT in modo da controalimentare il carico: tali azioni di mitigazione, qualora determinino un risparmio per Terna in relazione al meccanismo incentivante la continuità del servizio di trasmissione, vengono remunerate.

Nella tavola 2.82 sono riportati il numero di episodi di mitigazione resi dalle imprese distributrici nel periodo 2012-2023 e l'entità complessiva dell'energia controalimentata oggetto di remunerazione.

TAV. 2.82 *Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione reso dalle imprese distributrici (numero di episodi ed energia in MWh)*

ANNO	NUMERO TOTALE DI EPISODI	ENERGIA CONTROALIMENTATA OGGETTO DI REMUNERAZIONE	NUMERO DI EPISODI CON RETE DI DISTRIBUZIONE GIÀ CONTROALIMENTATA	ENERGIA CONTROALIMENTATA OGGETTO DI REMUNERAZIONE
2012	17	477	0	0
2013	22	1.408	0	0
2014	9	353	0	0
2015	17	232	2	11
2016	6	133	0	0
2017	12	1.392	0	0
2018	17	785	0	0
2019	16	275	1	38
2020	41	1.844	17	546
2021	26	910	14	628
2022	20	542	11	110
2023	19	291	3	27

Fonte: Comunicazioni di Terna ad ARERA.

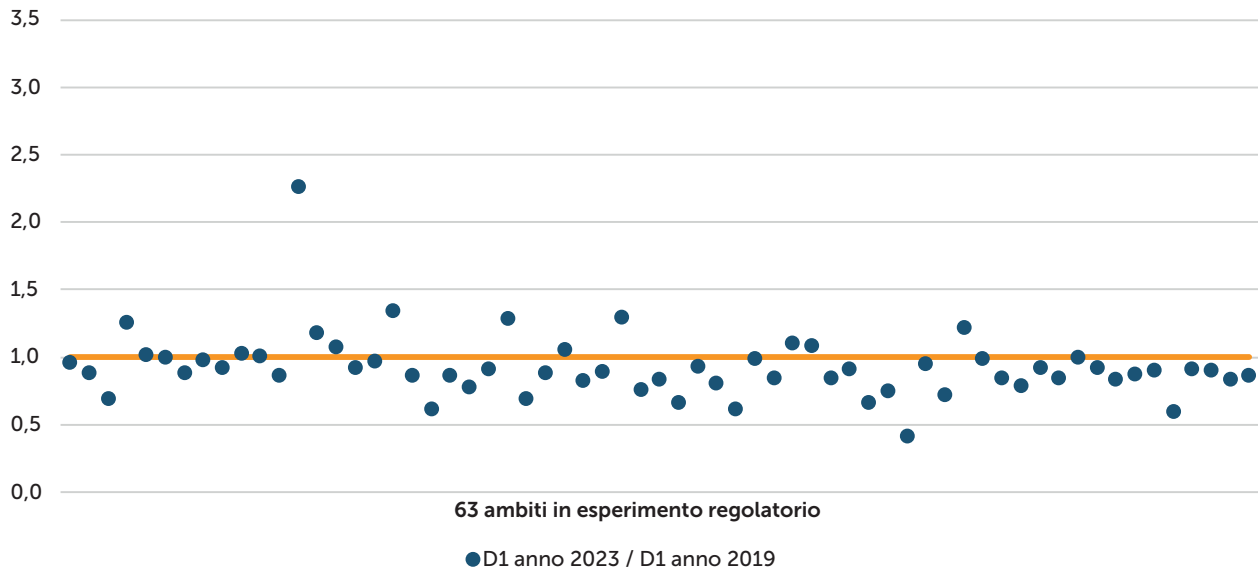
Regolazione per esperimenti della qualità del servizio di distribuzione

Dal 2020 è in vigore la regolazione per esperimenti, applicata in ambiti con livelli di durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici (indicatore cosiddetto D1) e/o numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi di responsabilità delle imprese distributrici (indicatore cosiddetto N1) sensibilmente peggiori dei livelli obiettivo fissati dall'Autorità.

Due imprese (Areti ed e-distribuzione) hanno presentato un progetto che include la sperimentazione di nuove tecnologie, impegnandosi a raggiungere il livello obiettivo prefissato entro il 2023 lungo un percorso di miglioramento "personalizzato". Appartengono a questo regime il 19% circa degli ambiti e il 27% circa degli utenti in bassa tensione.

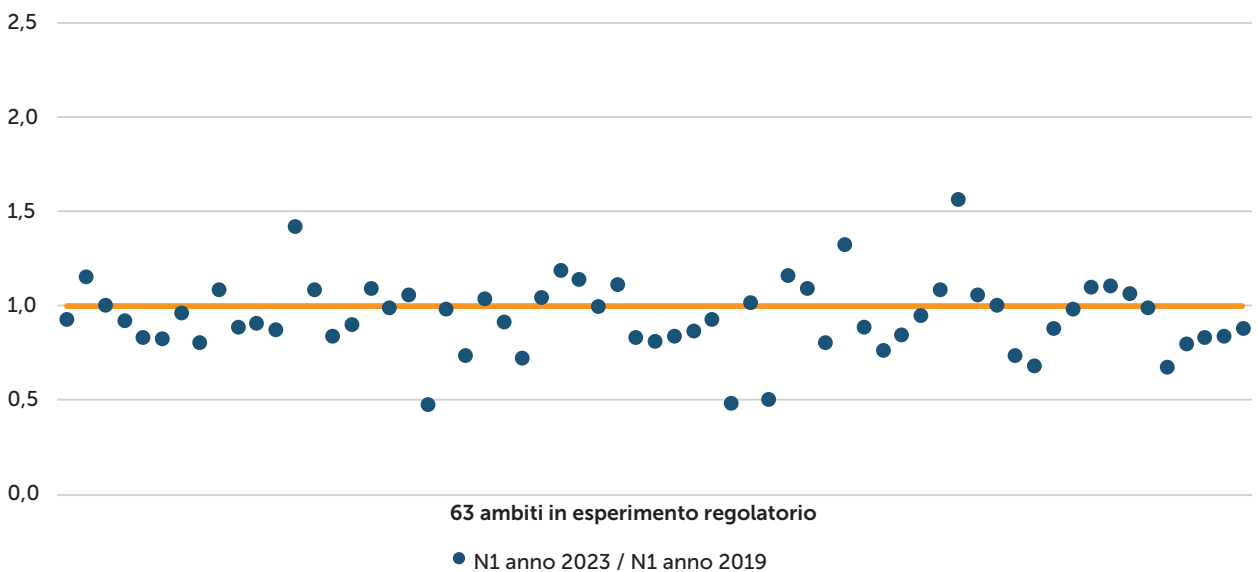
Per ogni ambito territoriale e, separatamente, per la durata (D1) e il numero (N1), il confronto tra il dato 2023 e il dato 2019 (Fig. 2.44 e Fig. 2.45) evidenzia un miglioramento della continuità del servizio per la maggior parte degli ambiti in esperimento (i pallini al di sotto della linea di riferimento indicano il miglioramento del dato 2023 rispetto a quello del 2019) mentre per la maggior parte degli ambiti in esperimento il livello obiettivo prefissato per il 2023 non è stato raggiunto (Fig. 2.46 e Fig. 2.47) (i pallini al di sopra della linea di riferimento indicano il mancato raggiungimento dell'obiettivo 2023).

FIG. 2.44 Confronto per la durata di interruzione (D1) nel 2023 con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



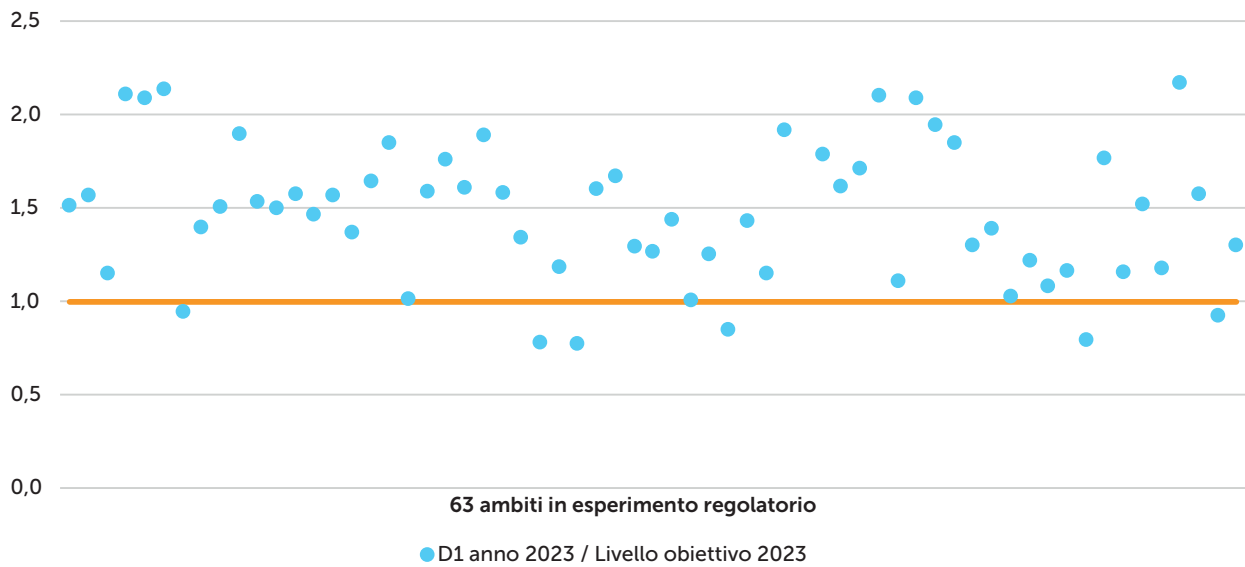
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.45 Confronto per il numero di interruzioni (N1) nel 2023 a confronto con quello del 2019 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



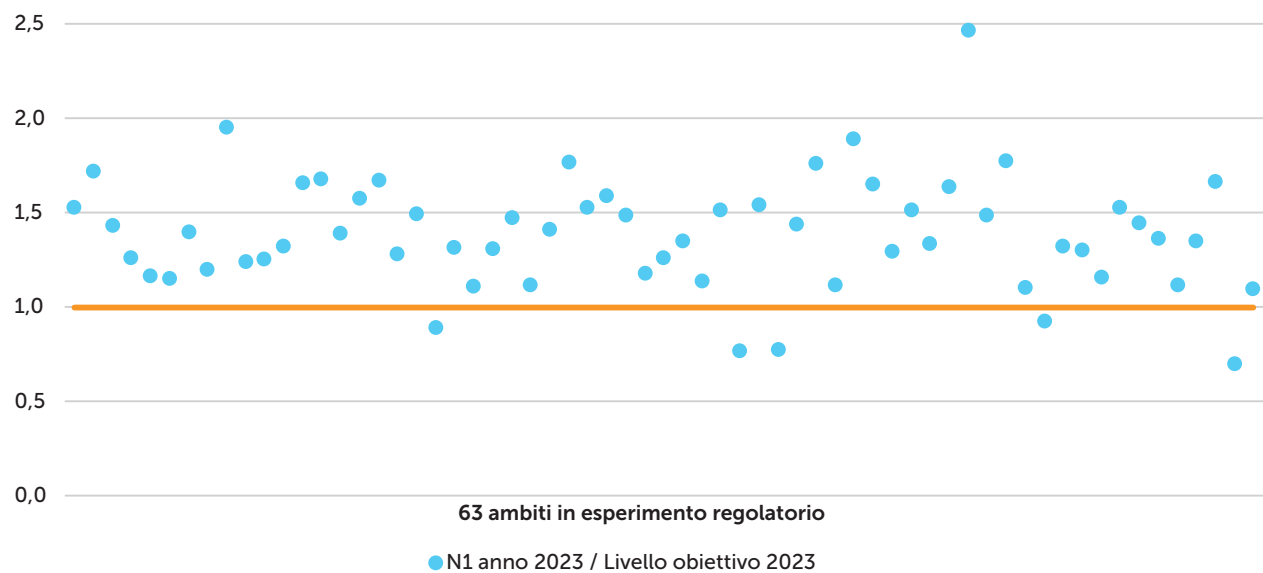
Fonte: ARERA, e su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.46 Confronto per la durata di interruzione (D1) nel 2023 e il livello obiettivo 2023 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.47 Confronto per il numero di interruzioni (N1) nel 2023 e il livello obiettivo 2023 per gli ambiti soggetti a esperimenti regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

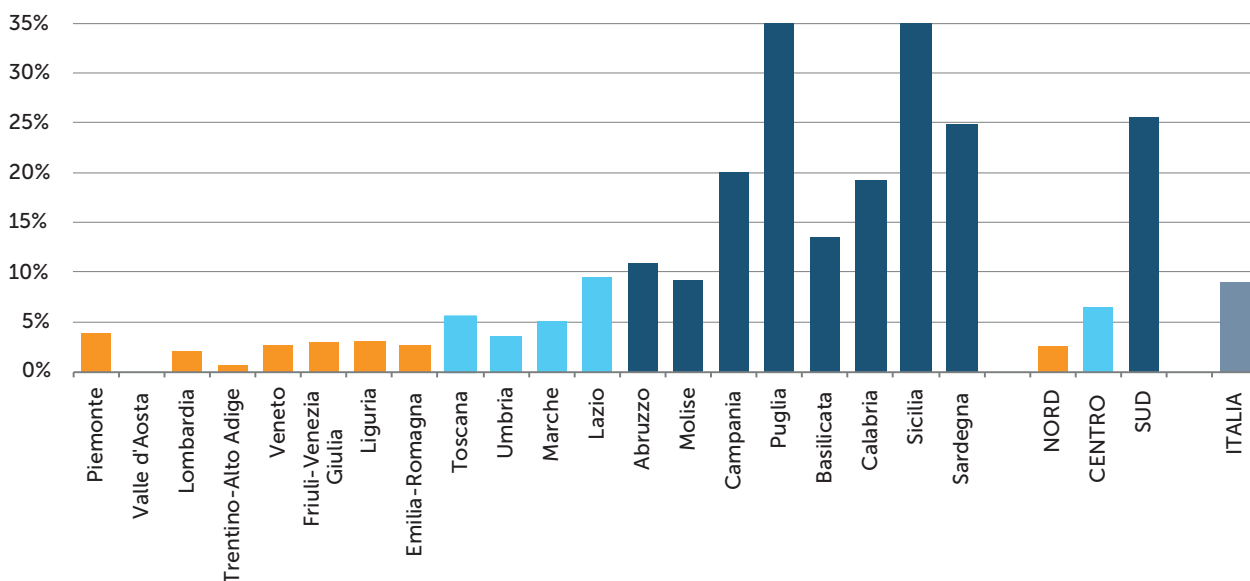
Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono un meccanismo di regolazione individuale di tutela anche per gli utenti alimentati in media tensione.

Gli utenti in media tensione che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (fino a 6 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni con più di 50.000 abitanti, fino a 9 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni con un numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000 e fino a 10 interruzioni all'anno per i clienti localizzati in comuni fino a 5.000 abitanti) ricevono un indennizzo economico, ma a condizione di aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità. Gli utenti in media tensione che nel 2023 hanno subito un numero di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud: qui la percentuale degli utenti peggio serviti è pari al 26%, contro il 9% medio nazionale (Fig. 2.48).

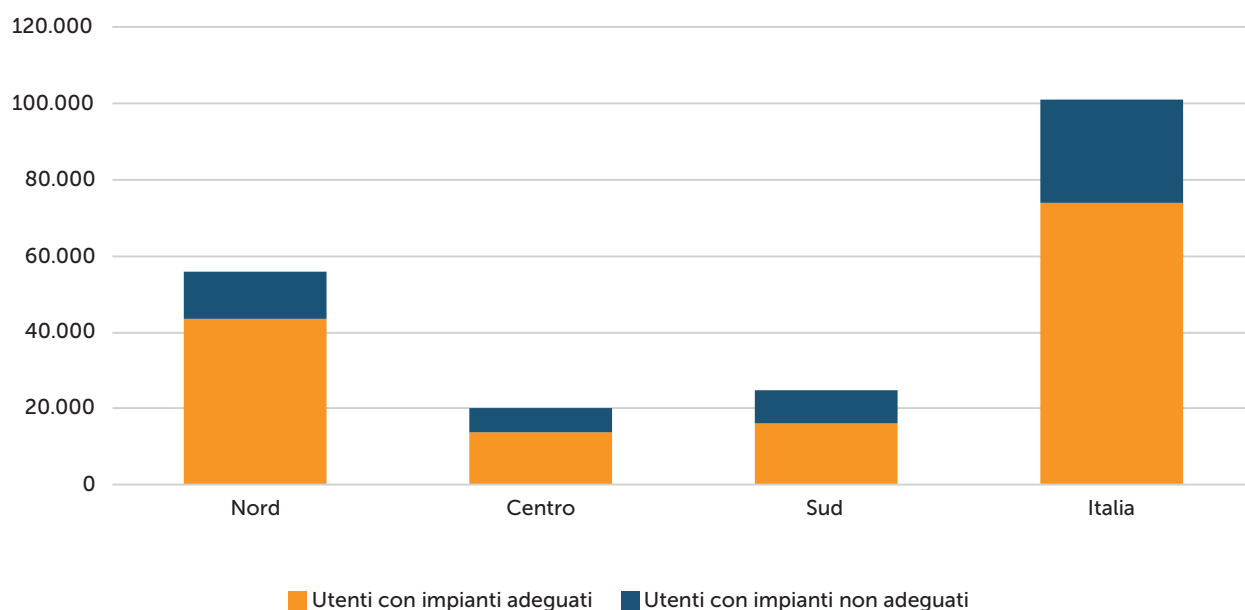
La non adeguatezza degli impianti può comportare, in caso di guasti al loro interno, interruzioni a tutti gli utenti connessi alla medesima linea elettrica: pertanto, in caso di mancata presentazione della dichiarazione di adeguatezza, gli utenti sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). Per l'anno 2023 il CTS complessivamente pagato ammonta a poco più di 28 milioni di euro, che portano a un totale di circa 660 milioni di euro i versamenti nel periodo 2007-2023; nel 2023 l'importo medio del CTS corrisposto dagli utenti per ogni impianto non adeguato, che sono complessivamente pari a poco meno di 27.000 impianti, ha superato di poco i 1.000 euro.

L'ammontare derivante dal corrispettivo tariffario specifico CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2023 è in diminuzione rispetto agli anni precedenti. Tale andamento è spiegabile con il leggero aumento del numero di utenti in media tensione con impianti adeguati che al 31 dicembre 2023 ha superato le 73.000 unità (Fig. 2.49); al 31 dicembre 2022 il numero di utenti in media tensione con impianti adeguati era di poco inferiore alle 71.000 unità, mentre al 31 dicembre 2020 era di poco superiore alle 69.000 unità.

FIG. 2.48 Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

FIG. 2.49 Numero di utenti in media tensione con impianti adeguati e non adeguati nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.83 Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni (milioni di euro)

ANNO	PENALITÀ PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CORRISPOSTE A UTENTI MT COME INDENNIZZO AUTOMATICO	QUOTA VERSATA A CSEA PER GLI UTENTI IN MT NON ADEGUATI
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0
2012	6,3	2,9	3,4
2013	4,8	2,4	2,4
2014	7,4	4,2	3,2
2015	7,5	4,2	3,3
2016	5,4	3,4	2,0
2017	5,7	3,6	2,1
2018	8,4	5,4	3,0
2019	9,0	5,9	3,1
2020	5,8	4,1	1,7
2021	10,1	8,0	2,1
2022	7,6	5,3	2,3
2023	9,7	7,1	2,6

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Le penalità versate dalle imprese distributrici per eccessivo numero di interruzioni durante l'anno 2023 sono risultate in aumento rispetto al 2022, come mostrato nella tavola 2.83; ciò è dovuto al peggioramento del numero medio delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni (in cui si azzerava la tensione di esercizio su tutte le fasi), gli utenti di tipo industriale, e in particolare quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, sono sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio seguito dal suo rapido ripristino. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi).

I dati sui buchi di tensione sono oggetto di pubblicazione comparativa da parte dell'Autorità a partire dal 2020, e sono ottenuti attraverso il monitoraggio di tutte le semisbarre MT delle cabine primarie con apparecchiature che costituiscono parte del "Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione" (MonNaLISA), sviluppato da RSE, che aggrega ed elabora i dati ricevuti dai distributori.

Considerando che la registrazione dei buchi di tensione su tutta la rete in media tensione è un processo complesso e che pertanto i dati relativi al 2023 sono ancora in fase di elaborazione e verifica, la tavola 2.84 riporta il numero medio di buchi di tensione registrati dal 2016 al 2022 dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione, riferito a tutte le semisbarre monitorate. I buchi di tensione sono classificati secondo le classi di immunità delle apparecchiature elettriche a fronte di buchi di tensione.

TAV. 2.84 *Numero medio di buchi di tensione per classe di severità sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione*

INDICATORE ^(A)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
N: numero dei buchi di tensione	84,93	100,97	109,99	100,86	79,57	78,78	81,12
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	30,74	37,21	36,80	32,26	27,12	27,18	26,41
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	12,39	14,35	14,65	12,45	9,92	9,98	9,02

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre degli anni indicati.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

La tavola 2.85 riporta il numero medio di buchi di tensione per semisbarra monitorata nell'anno 2022, reso disponibile dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma CEI EN 50160 "Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica", pubblicata nel maggio 2011. Le celle evidenziate nella tavola sono quelle che riportano buchi di tensione "severi". Più precisamente, le celle evidenziate in colore più tenue riportano buchi di tensione con classe di severità 2 (N2a), mentre quelle evidenziate in colore più scuro riportano i buchi di tensione con classe di severità 3 (N3b).

I buchi di tensione "severi", oggetto di pubblicazione dell'Autorità sono quelli classificati come N3b dalla norma CEI EN 50160, con l'ulteriore esclusione delle celle caratterizzate da durata 10-200 ms e tensione residua minore

del 40% in quanto, pur impattando negativamente sugli utenti, sono tipicamente conseguenti a guasti eliminati dal corretto funzionamento dei sistemi di protezione.

TAV. 2.85 *Numero medio di buchi di tensione sul totale delle semisbarre di cabina primaria in media tensione nel 2022*

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	10-200 MS	200-500 MS	0,5-1 S	1-5 S	5-60 S
$80 \leq u < 90$	34,17	4,00	0,70	0,26	0,05
$70 \leq u < 80$	14,04	2,50	0,30	0,07	0,01
$40 \leq u < 70$	16,43	2,47	0,26	0,06	0,03
$5 \leq u < 40$	5,01	0,63	0,08	0,02	0,01
$1 \leq u < 5$	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01

(A) Dati riferiti al periodo tra il 1° gennaio e il 31 dicembre. Le celle evidenziate corrispondono a buchi di tensione "severi"; in quelle di colore più tenue i buchi di tensione hanno classe di severità 2 (N2a), mentre in quelle di colore più scuro i buchi hanno classe di severità 3 (N3b).

Fonte: Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

La tavola 2.86, tratta dalla terza pubblicazione comparativa dell'Autorità sui buchi di tensione, riporta il numero medio di buchi di tensione "severi" per utente in media tensione (clienti finali e produttori) nell'anno 2022, aventi origine nelle reti di distribuzione in media tensione e misurati da apparecchiature di misura in servizio per almeno 350 giorni, reso disponibile dal Sistema nazionale di monitoraggio della qualità della tensione.

TAV. 2.86 *Numero di buchi di tensione severi per utente in media tensione nel 2022 per regione e distributore*

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE MT ^(A)
Acegasapsamga Spa	Friuli-Venezia Giulia	0,00
Air - Azienda Intercomunale Rotaliana	Trentino-Alto Adige	0,00
Azienda Reti Elettriche	Trentino-Alto Adige	0,00
Dea	Marche	0,00
E.U.M. Soc. Coop. per l'Energia e l'Ambiente Moso	Trentino-Alto Adige	0,00
Ld Reti	Lombardia	0,00
Reti Di. Voghera	Lombardia	0,00
Set Distribuzione	Trentino-Alto Adige	0,10
Deval	Valle d'Aosta	0,13
iReti	Emilia-Romagna	0,16
Odoardo Zecca	Abruzzo	0,21
Unareti	Lombardia	0,29
Azienda Servizi Di Bressanone	Trentino-Alto Adige	0,33
iReti	Piemonte	0,34
Areti	Lazio	0,35
e-distribuzione	Lombardia	0,61
e-distribuzione	Emilia-Romagna	0,73

(segue)

DISTRIBUTORE	REGIONE	NUMERO DI BUCHI SEVERI PER UTENTE MT ^(A)
Inrete Distribuzione Energia	Emilia-Romagna	0,87
Edyna	Trentino-Alto Adige	0,96
Amaie	Liguria	1,00
Reti Più	Lombardia	1,00
Secab	Friuli-Venezia Giulia	1,00
Asm Terni	Umbria	1,12
V-Reti	Veneto	1,16
e-distribuzione	Veneto	1,42
e-distribuzione	Liguria	1,43
e-distribuzione	Piemonte	1,51
e-distribuzione	Friuli-Venezia Giulia	1,76
e-distribuzione	Toscana	1,88
Assm	Marche	2,14
e-distribuzione	Sardegna	3,28
e-distribuzione	Molise	4,22
e-distribuzione	Calabria	4,66
e-distribuzione	Abruzzo	5,64
e-distribuzione	Umbria	5,72
e-distribuzione	Marche	5,80
e-distribuzione	Lazio	7,14
e-distribuzione	Puglia	7,55
e-distribuzione	Campania	7,87
Amet	Puglia	8,35
e-distribuzione	Sicilia	9,80
e-distribuzione	Basilicata	11,21
Asm Vercelli ^(B)	Piemonte	N.A.
Assem ^(C)	Marche	N.A.
Società Cooperativa Elettrica di Distribuzione Campo Tures ^(D)	Trentino-Alto Adige	N.A.
TOTALE	ITALIA	2,93

(A) Numero di buchi di tensione con origine nelle reti in media tensione monitorate per almeno 350 giorni per utente, inteso come cliente finale e/o produttore, in media tensione.

(B) Dati non comunicati.

(C) Apparecchiature di misura non disponibili o dati rilevati non correttamente.

(D) Giorni di funzionamento delle apparecchiature di misura ≤ 350 gg/anno.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati del Sistema di monitoraggio nazionale della qualità della tensione.

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.87).

TAV. 2.87 Standard sulla durata massima delle interruzioni per utenti in bassa e in media tensione (in ore)

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	8	4
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	12	6
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: ARERA.

La tavola 2.88 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa e media tensione con riferimento alle interruzioni occorse nel 2023 per il superamento di tali standard: circa 87 milioni di euro a poco più di 1.100.000 utenti in bassa tensione (in media circa 77 € per utente) e poco meno di 7 milioni di euro a circa 6.500 utenti in media tensione (in media circa 1.000 € per utente).

TAV. 2.88 Indennizzi automatici erogati nel 2023 per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni (numero di utenti e milioni di euro)

GRADO DI CONCENTRAZIONE	UTENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	UTENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	321.793	21,2	761	1,3
Media	632.729	49,9	3.904	3,8
Bassa	174.897	15,8	1.857	1,5
TOTALE	1.129.419	87,0	6.522	6,6

Fonte: ARERA.

Per il 2022, circa 67 milioni di euro di indennizzi – rispetto ai 93 milioni di euro totali – sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Poco più di 26 milioni di euro di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici o di Terna per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità (Tav. 2.89).

TAV. 2.89 *Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna (milioni di euro)*

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI E DI TERNA
2009	4,2	3,5	0,6
2010	15,5	13,2	2,3
2011	21,6	18,4	3,2
2012	92,9	89,3	3,7
2013	38,8	30,1	8,7
2014	21,7	18,2	3,5
2015	111,2	103,5	7,7
2016	12,3	8,1	4,2
2017	81,7	74,5	7,2
2018	102,0	77,7	24,3
2019	61,1	44,5	16,6
2020	33,9	22,7	11,3
2021	23,6	13,9	9,7
2022	32,4	19,9	12,4
2023	93,5	68,2	25,3

Fonte: ARERA.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Lo scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è tutelare i clienti attraverso standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni.

Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi effettivi delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).

Il numero di prestazioni richieste dai clienti finali e produttori nel 2023 è in linea con quello degli anni precedenti, con l'eccezione del 2020, anno per il quale il numero delle prestazioni richieste (3,9 milioni) registrò una diminuzione. Il numero di prestazioni richieste nel 2023, infatti, ha superato di poco 4,1 milioni, a fronte dei circa 4,3 milioni di richieste per ogni anno del biennio 2021-2022 e dei 4,6 milioni circa di richieste all'anno nel periodo 2016-2019.

Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero degli indennizzi corrisposti nel 2023, come per il 2022, sono in deciso aumento rispetto al periodo 2016-2021. Ciò è dovuto

principalmente all'aumento delle richieste di connessione ricevute da parte dei produttori, che ha comportato una maggiore operatività per il personale tecnico e commerciale, ma anche ritardi nell'esecuzione delle prestazioni di qualità commerciale richieste, aumento dei casi di mancato rispetto degli standard e aumento degli indennizzi automatici (Tav. 2.90).

TAV. 2.90 *Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale dalle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori*

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	INDENNIZZI PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE PAGATO NELL'ANNO (M€)
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.976	2,36
2014	15.765	19.523	1,97
2015	15.833	17.206	1,46
2016	27.905	18.986	1,70
2017	29.791	35.885	3,76
2018	32.389	31.690	2,79
2019	54.113	50.218	4,27
2020	31.389	36.270	4,41
2021	37.524	42.428	3,84
2022	62.520	67.515	6,56
2023	53.322	60.669	6,05

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (tavole dalla 2.91 alla 2.97) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2023 è inferiore al 3% e riguarda:

- per i clienti in bassa tensione: l'attivazione della fornitura, la disattivazione della fornitura, la riattivazione per morosità e la fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente;
- per i clienti in media tensione: la fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente;
- per i produttori in bassa tensione: la sostituzione del gruppo di misura guasto.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono superiori al 3%.

TAV. 2.91 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni ordinarie	15 giorni lavorativi	161.566	10,94	4,74%	8.499
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	164.364	7,41	4,57%	9.301
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	66.065	37,78	10,67%	8.224
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.448.100	0,89	0,41%	7.656
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	808.515	0,77	0,38%	3.611
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	879.750	0,06	0,24%	2.154
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	276.093	0,06	1,97%	5.216
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	65.163	2,09	7,64%	4.972
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	16.472	10,19	3,12%	833
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	7.711	7,37	3,06%	295
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	4.771	14,94	6,04%	331
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.233	107,04	34,17%	537

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.92 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per nuove connessioni permanenti ordinarie	15 giorni lavorativi	88.258	11,17	4,74%	4.488
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	91.343	7,49	4,57%	5.428
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	39.414	39,78	12,15%	5.472

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.93 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle connessioni temporanee per gli utenti non domestici BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10 giorni lavorativi	31.309	6,30	3,89%	1.308
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 40 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5 giorni lavorativi	87.879	3,47	1,67%	1.796
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 40 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10 giorni lavorativi	2.418	5,77	3,19%	101

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.94 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per gli utenti MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	30 giorni lavorativi	13.526	22,13	4,07%	510
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	20 giorni lavorativi	236	14,91	8,47%	24
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.762	29,76	10,27%	234
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.859	4,11	5,45%	137
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.456	6,78	5,95%	129
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	567	1,22	5,11%	39
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	2 ore	3.108	0,02	1,40%	36
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	223	12,79	7,17%	18
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	55	16,09	18,18%	11
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	34	16,85	6,06%	6
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	315,00	100,00%	1

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.95 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT per nuove connessioni permanenti ordinarie	30 giorni lavorativi	7.137	22,03	3,72%	253
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	20 giorni lavorativi	64	15,28	14,06%	3
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	939	29,24	10,28%	134

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.96 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	1.517	10,46	3,63%	74
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	585	5,04	2,22%	16
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	2.249	13,04	4,54%	98
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1.515	71,40	26,01%	588

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

TAV. 2.97 Standard specifici di qualità commerciale nel 2023 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	122	11,48	9,84%	18
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	33	5,76	12,12%	6
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	1	32,00	0,00%	0

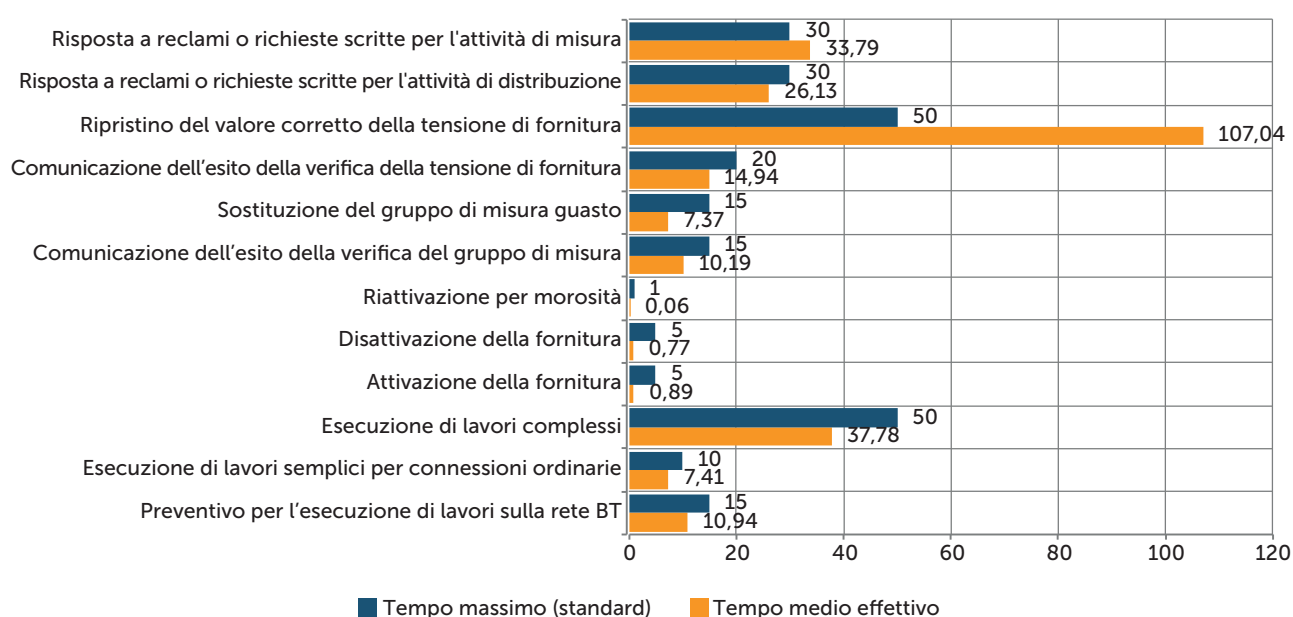
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dalle imprese distributrici.

Per le risposte motivate a reclami scritti e le richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono stati fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale e individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2023 per categoria di utenza (si veda dalla figura 2.50 alla figura 2.56), si può osservare che il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni tipologia di prestazione e utenza, ad esclusione:

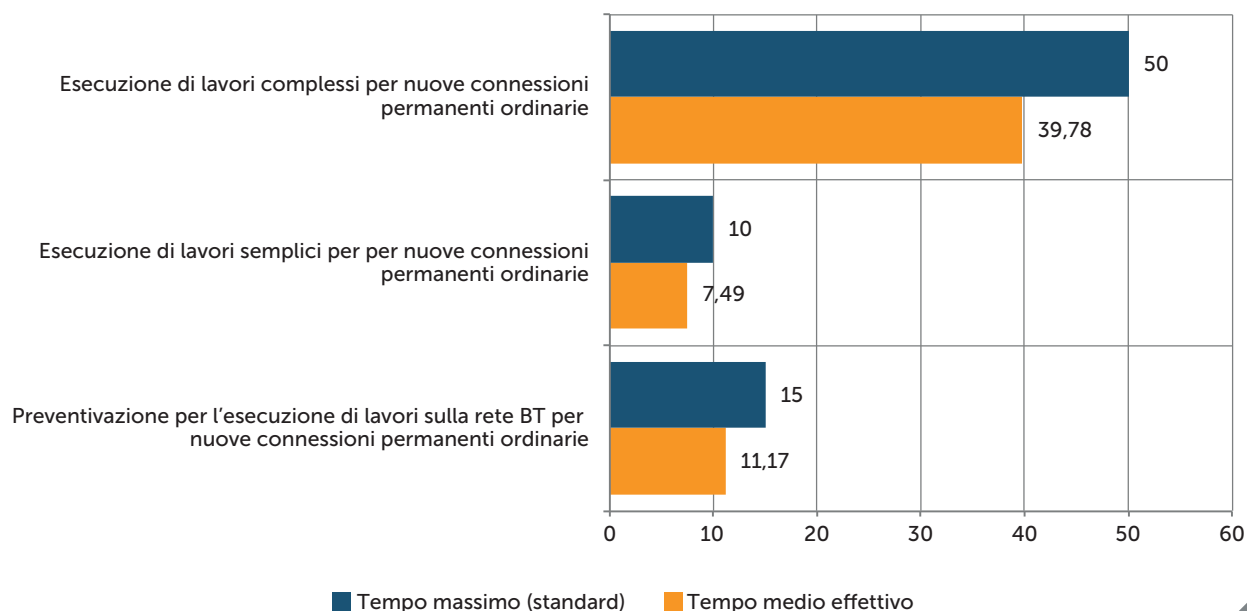
- per gli utenti in bassa tensione: del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e della risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione e misura;
- per gli utenti in media tensione: della riattivazione per morosità, della sostituzione del gruppo di misura guasto e del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i produttori in bassa tensione: del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura.

FIG. 2.50 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



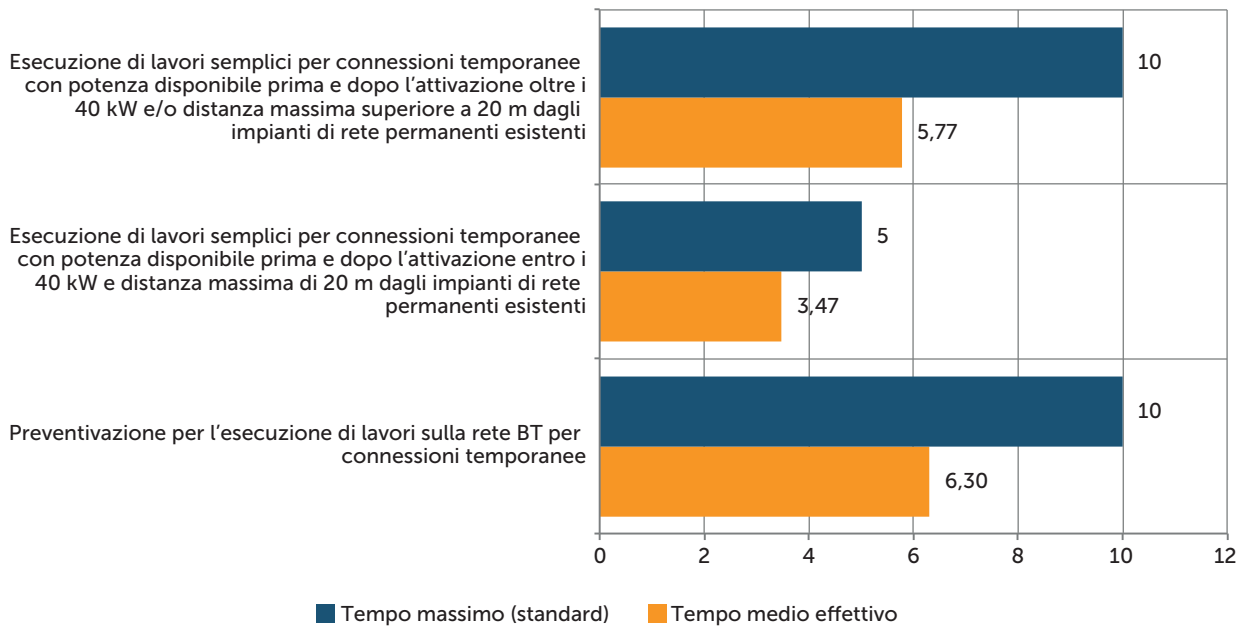
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.51 Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



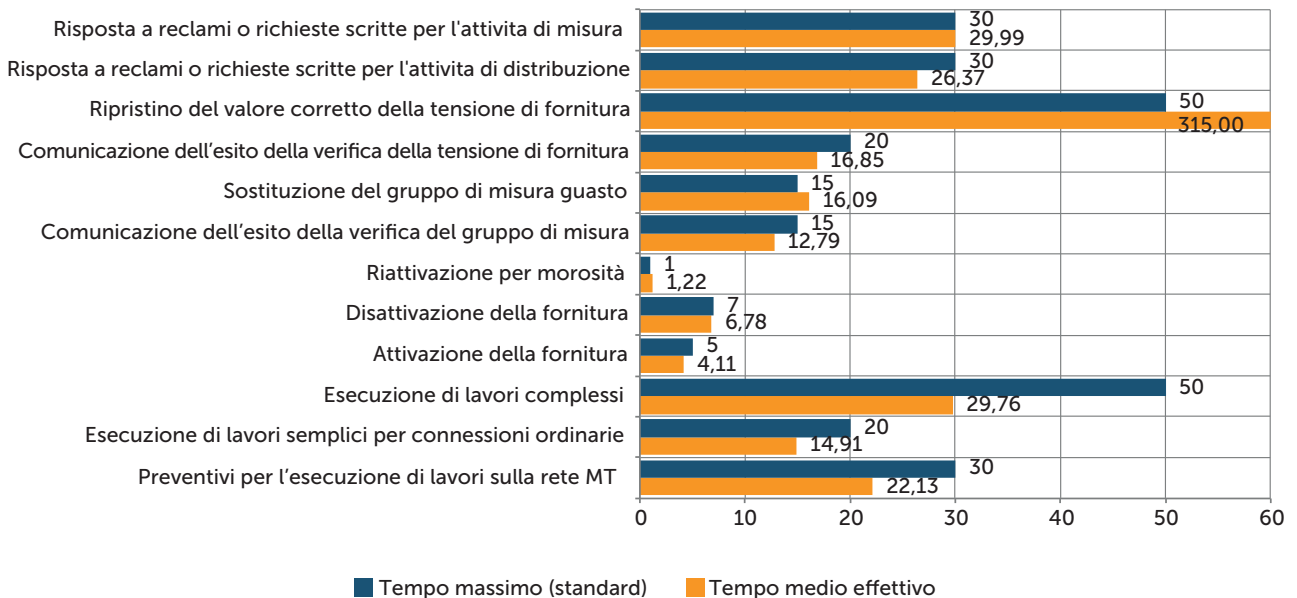
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.52 Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti non domestici in BT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



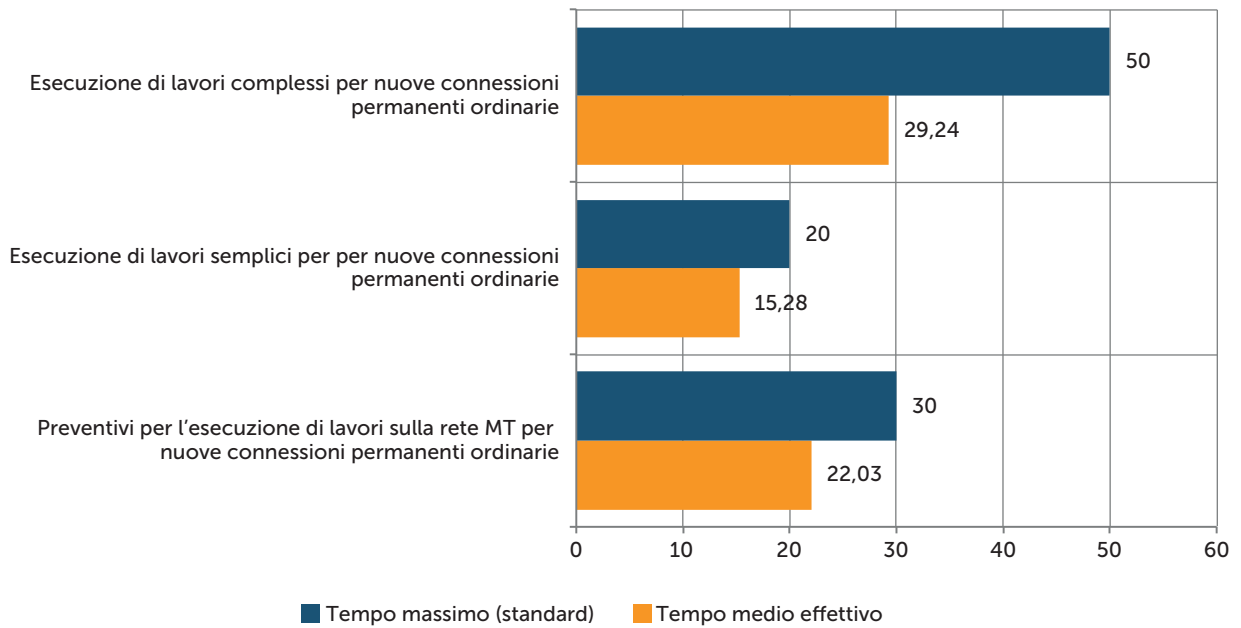
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.53 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



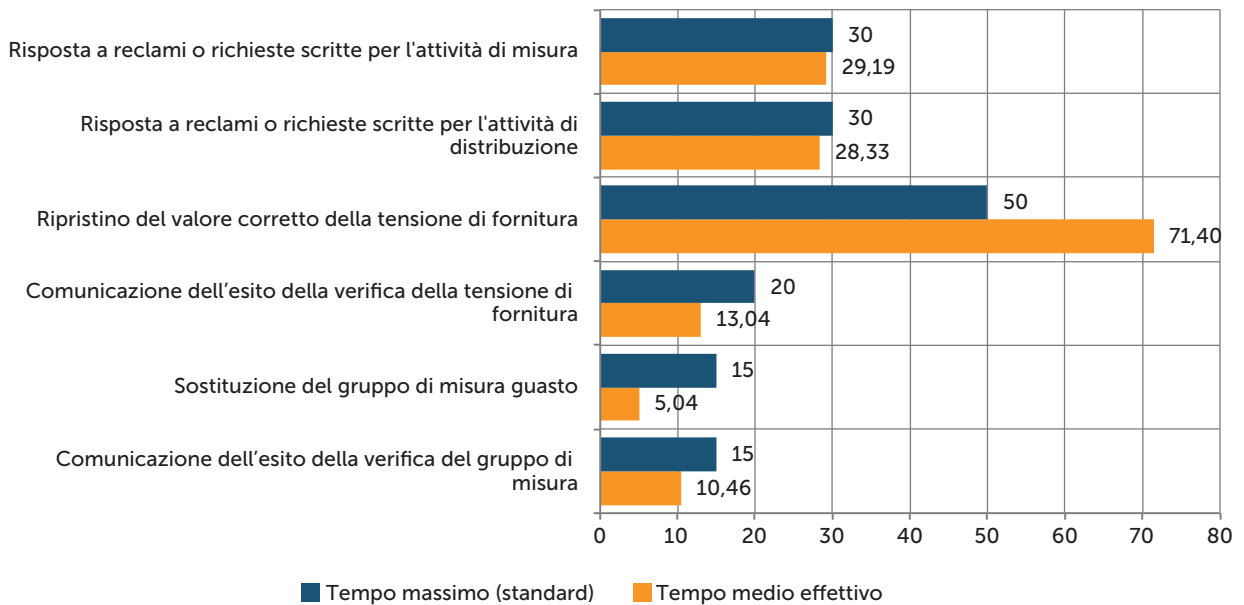
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.54 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per nuove connessioni permanenti ordinarie per gli utenti in MT delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



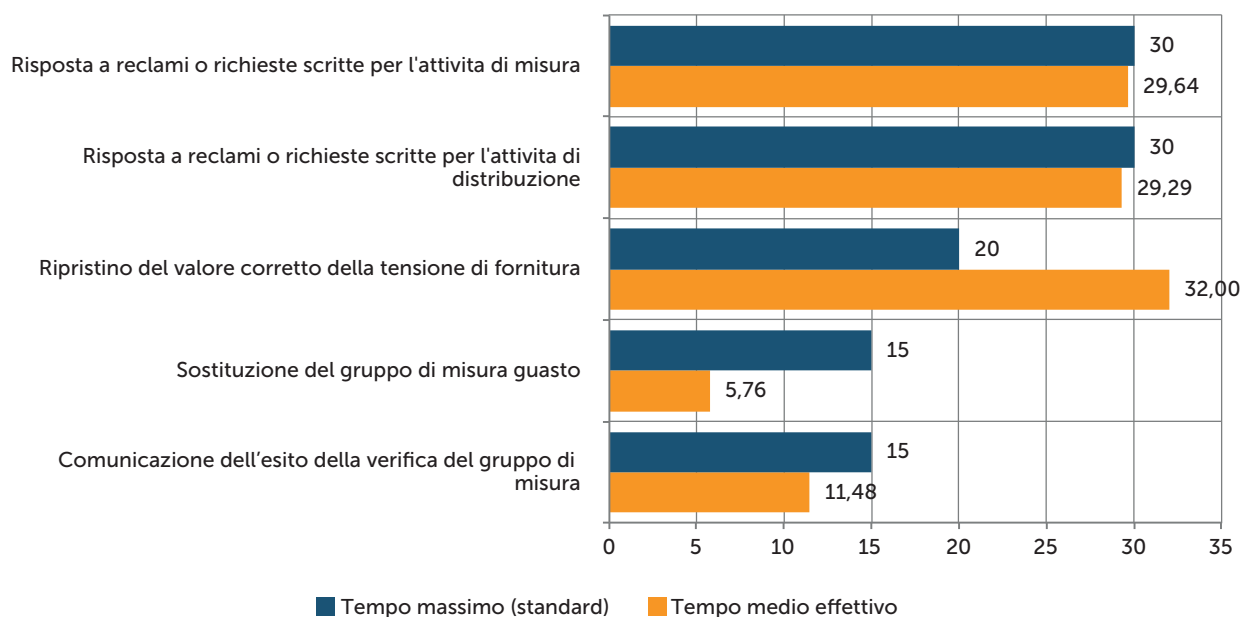
Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.55 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per i produttori in BT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

FIG. 2.56 Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi nel 2023 per i produttori in MT allacciati alle reti delle imprese elettriche con più di 5.000 utenti tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici ad ARERA.

Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁶⁰, disciplina obblighi minimi e indicatori di qualità commerciale a tutela dei clienti finali⁶¹ che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas sono tenute a rispettare. Gli indicatori sono di due tipologie: generali e specifici.

I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard minimi specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generali. Qualora il venditore non rispetti gli standard specifici di qualità commerciale, il cliente riceve automaticamente un indennizzo con la prima fatturazione utile. L'indennizzo automatico di base (pari a 25 euro) raddoppia se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo doppio dello standard e triplica se l'esecuzione della

⁶⁰ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

⁶¹ Sono esclusi i clienti del servizio a tutele gradualmente per piccole imprese, del servizio di salvaguardia, del servizio di ultima istanza e del servizio di *default*. Con la delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, l'Autorità ha previsto l'introduzione della tipologia di fornitura dei clienti finali del servizio a tutele gradualmente per i clienti domestici non vulnerabili, e ha modificato la definizione della tipologia dei clienti finali del mercato libero (per escluderne i clienti domestici non vulnerabili del servizio a tutele gradualmente). La delibera 19 dicembre 2023, 600/2023/R/eel, in coerenza con la posticipazione al 1° luglio 2024 della data di attivazione del servizio a tutele gradualmente per i clienti domestici non vulnerabili, ha differito alla medesima data anche la decorrenza dell'applicazione del TIQV in relazione ai clienti del servizio stesso.

prestazione avviene oltre un tempo triplo dello standard. L'indennizzo deve comunque essere erogato al cliente entro sei mesi da parte del venditore che ha ricevuto il reclamo scritto o la richiesta di rettifica di fatturazione o di doppia fatturazione. L'indennizzo non è dovuto se nell'anno solare sia già stato pagato un indennizzo al cliente per mancato rispetto del medesimo standard di qualità e nel caso di reclami per i quali non sia possibile identificare il cliente perché il reclamo non contiene le informazioni minime necessarie. Il venditore, inoltre, non è obbligato a corrispondere l'indennizzo automatico quando il mancato rispetto degli standard specifici di qualità è riconducibile a cause di forza maggiore – intese come atti dell'autorità pubblica, eventi naturali eccezionali per i quali sia stato dichiarato lo stato di calamità, scioperi indetti senza il preavviso previsto dalla legge, mancato ottenimento di atti autorizzativi – oppure quando esso è dovuto a cause imputabili al cliente o a terzi, ovvero danni o impedimenti provocati da terzi.

Per il 2023 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore dell'energia elettrica 512 imprese, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 32,5 milioni di clienti elettrici.

I tempi medi di esecuzione delle prestazioni commerciali (risposta ai reclami, risposta alle richieste di informazioni, esecuzione delle rettifiche di fatturazione), dichiarati dai venditori per il 2023, risultano inferiori ai rispettivi standard fissati (Tav. 2.98).

Nel complesso, le imprese che hanno servito clienti del settore elettrico hanno ricevuto un totale di 325.681 reclami scritti, in diminuzione rispetto all'anno precedente (-3,6%); il 69,82% dei reclami è stato inoltrato da clienti domestici, il 22,31% da clienti non domestici, il 6,7% da clienti multisito e l'1,15% dai clienti in media tensione; il 75,81% dei reclami è stato inoltrato da clienti del mercato libero, il 17,47% da clienti del mercato tutelato (Tav. 2.99).

TAV. 2.98 Prestazioni del servizio di vendita nel settore elettrico e tempi medi effettivi nel 2023 (in giorni solari e valori percentuali)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	% STANDARD GENERALI	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	18,79
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	26,37
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	19,51
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	10,06

(A) 90 giorni in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.99 Numero di reclami nel settore elettrico per tipologia di cliente

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	64.097	49.730	-22,4%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	12.796	7.164	-44,0%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	171.124	177.652	3,8%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	61.524	65.497	6,5%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	3.667	3.747	2,2%
Clienti multisito	24.655	21.891	-11,2%
TOTALE	337.863	325.681	-3,6%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le richieste di informazione ricevute dalle imprese (Tav. 2.100) complessivamente sono state 329.429, in aumento del 5,2% rispetto all'anno precedente. La maggioranza delle richieste (71,14%) proviene da clienti domestici, il 19,56% da clienti non domestici. Il 77,6% delle richieste di informazioni proviene da clienti del mercato libero (80,10%) e, in particolare, dai clienti domestici (60,90%), mentre i clienti del mercato tutelato rappresentano una quota pari all'11,39%. I clienti multisito contribuiscono al totale delle richieste di informazioni per l'8,52%.

TAV. 2.100 Numero di richieste di informazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	42.436	33.733	-20,5%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.952	3.777	-23,7%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	194.281	200.632	3,3%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	46.681	60.643	29,9%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	2.015	2.583	28,2%
Clienti multisito	22.779	28.061	23,2%
TOTALE	313.144	329.429	5,2%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.101 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	223	228	2,2%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	47	33	-29,8%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	6.231	3.686	-40,8%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	2.641	1.868	-29,3%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	165	126	-23,6%
Clienti multisito	1260	665	-47,2%
TOTALE	10.157	6.606	-37,5%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione (Tav. 2.101) sono risultate complessivamente 6.606, in diminuzione del 37,5% rispetto all'anno precedente. Le rettifiche che fanno seguito a reclami scritti su fatture già pagate ma che vengono contestate, hanno riguardato prevalentemente il segmento dei clienti domestici nel mercato libero (55,8%), seguiti dai clienti non domestici del mercato libero (28,28%). Una quota pari al 10,07% delle rettifiche ha interessato i clienti multisito e il 3,45% il segmento dei clienti domestici in tutela. Infine, l'1,91% delle rettifiche ha interessato i clienti in media tensione e solo lo 0,5% i clienti non domestici in tutela.

Nel 2023 le rettifiche di doppia fatturazione determinate da errori nelle procedure di *switching* (per lo stesso periodo di consumo, il cliente finale riceve una fattura sia dal venditore uscente, sia dal venditore entrante) sono risultate 1.320, in aumento rispetto all'anno precedente dell'85,1%, ma comunque contenute se rapportate ai milioni di *switching* annui. Le rettifiche hanno interessato, nell'89,01% dei casi, i clienti domestici (i clienti domestici del mercato tutelato nel 58,71% dei casi, mentre i clienti domestici del mercato libero nel 30,3% dei casi); a seguire, i clienti non domestici del mercato libero, con il 7,35% e i clienti multisito, con il 3,41%. Infine, la quota

delle rettifiche di fatturazione dei clienti MT è risultata dell'1,15%, mentre quella dei clienti non domestici in tutela è stata pari allo 0,08% (Tav. 2.102).

TAV. 2.102 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore elettrico

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	62	775	1150%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	11	1	-90,9%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	385	400	3,9%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	127	97	-23,6%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	6	2	-66,7%
Clienti multisito	122	45	-63,1%
TOTALE	713	1.320	85,1%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

I dati comunicati dagli operatori mettono in evidenza che, complessivamente, nel 98,85% dei casi il mancato rispetto degli standard specifici relativamente alle prestazioni in esame sia da attribuire a cause dipendenti dalla responsabilità dell'impresa, mentre nell'1,14% a cause di terzi (cliente, altri soggetti) e nello 0,01% a cause di forza maggiore.

Considerando, invece, il numero di indennizzi automatici erogati per mancato rispetto degli standard specifici da parte dei venditori elettrici (Tav. 2.103), il 97,95% degli indennizzi è connesso al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti, l'1,63% ai fuori standard delle rettifiche di fatturazione e lo 0,42% ai fuori standard delle rettifiche di doppia fatturazione. Il 56,39% degli indennizzi è stato percepito dai clienti domestici del mercato libero, il 22,41% dai clienti non domestici del mercato libero, il 12,06% dai clienti domestici del mercato tutelato, il 5,06% dai clienti multisito, il 2,37% dai clienti non domestici del mercato tutelato e l'1,75% dai clienti in media tensione.

TAV. 2.103 Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	4.705	43	15	4.763
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	930	5	1	936
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	21.691	460	120	22.271
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	8747	81	25	8.853
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	684	4	2	690
Clienti multisito	1.933	48	4	1.985
TOTALE	38.690	641	167	39.498

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.104 Numero di indennizzi erogati nel settore elettrico per mancato rispetto di standard specifici nel biennio 2022-2023

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	3.941	4.763	20,9%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	1.018	936	-8,1%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	14.145	22.271	57,4%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	5.729	8.853	54,5%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	394	690	75,1%
Clienti multisito	2.172	1.985	-8,6%
TOTALE	27.399	39.498	44,2%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

In termini di importi corrisposti ai clienti, a titolo di indennizzo dovuto per le prestazioni di qualità commerciale che non hanno rispettato gli standard, nel 2023 sono stati erogati in bolletta indennizzi automatici per oltre 1,7 milioni di euro (Tav. 2.105 e Tav. 2.106).

I clienti domestici del mercato libero risultano essere i destinatari del 57,43% del totale degli indennizzi corrisposti, il 22,42% degli indennizzi è stato corrisposto ai clienti non domestici del mercato libero, il 10,88% ai clienti domestici del mercato tutelato. I clienti multisito sono stati beneficiari del 5,23% degli indennizzi, mentre i clienti non domestici del mercato tutelato e i clienti in media tensione sono stati destinatari, rispettivamente, del 2,29% e dell'1,75% degli indennizzi.

TAV. 2.105 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel 2023 suddivisi per tipo di prestazione (euro)

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	184.445	2.400	675	187.520
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	39.175	275	75	39.525
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	962.067	22.550	4.846	989.463
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	380.813	4.319,4	1.175	386.307
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	29.850	175	50	30.075
Clienti multisito	87.735	2.222	200	90.156
TOTALE	1.684.085	31.941	7.021	1.723.047

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 2.106 Indennizzi automatici erogati nel settore elettrico nel biennio 2022-2023 (in euro)

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Clienti domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	141.875	187.520	32,2%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti in maggior tutela	41.300	39.525	-4,3%
Clienti domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	584.557	989.463	69,3%
Clienti non domestici in bassa tensione serviti nel mercato libero	224.935	386.307	71,7%
Clienti in media tensione serviti nel mercato libero	15.495	30.075	94,1%
Clienti multisito	89.175	90.156	1,1%
TOTALE	1.07.337	1.723.047	57,0%

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto concerne, invece, gli argomenti dei reclami di diretta responsabilità dei venditori che i clienti hanno inoltrato alle aziende, nel 37,76% dei casi tali reclami hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione – inclusa la fattura di chiusura –, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (erano il 36,6% nel 2022); nel 16,46% dei casi, hanno riguardato le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro, perfezionamento e costi relativi (erano il 16,1% nel 2022); per il 14,95%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate (erano il 17,8% nel 2022). Questi temi totalizzano il 69,17% dei reclami complessivamente ricevuti dai venditori elettrici. Il 9,52% dei reclami ha avuto come oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione della fornitura (erano l'8,4% nel 2022), il 7,87% le connessioni, lavori e qualità tecnica (erano il 7,1% nel 2022), il 5,68% la misura (erano il 6,8% nel 2022), il 2,61% la qualità commerciale (erano il 2,5% nel 2022), l'1,53% il bonus sociale (erano l'1% nel 2022), il 3,61% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano il 3,6% nel 2022). Lo 0,01% dei reclami ha riguardato richieste non rientranti negli argomenti di competenza dei venditori (erano lo 0,1% nel 2022).

Infine, per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende, nel 41,92% dei casi le richieste hanno riguardato la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione – inclusa la fattura di chiusura –, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (erano il 42,4% nel 2022); nel 17,10% le richieste erano inerenti alle vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro, perfezionamento e costi relativi (erano il 18,5% nel 2022); nell'8,77% dei casi le richieste hanno riguardato argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate (erano il 10,4%, nel 2022). Nel 6,30% le richieste di informazioni hanno avuto come oggetto problematiche relative a connessioni, lavori e qualità tecnica (erano il 5,4% nel 2022), nel 4,4% il bonus sociale (erano il 4,3% nel 2022), nel 5,02% la morosità e la sospensione (erano il 4% nel 2022), nel 2,09% la qualità commerciale (erano l'1,6% nel 2022), nell'1,2% la misura (erano l'1,1% nel 2022), nel 12,74% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano l'11,7% nel 2022). Lo 0,46% delle richieste di informazioni ha riguardato argomenti non di competenza dei venditori (erano lo 0,6% nel 2022).

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale dei servizi telefonici, analoga per il settore elettrico e per il settore gas, ha lo scopo di tutelare i clienti tramite la fissazione di indicatori e standard generali obbligatori, che tutti i venditori devono rispettare, per garantire l'accessibilità al servizio telefonico, ridurre il fenomeno delle linee occupate e limitare attese troppo elevate per parlare con un operatore, assicurando un determinato livello di servizio (percentuale di chiamate che chiedono di parlare con un operatore andate a buon fine).

Tra gli obblighi minimi che sono stati fissati dall'Autorità e che le aziende devono garantire per il servizio telefonico commerciale vi sono:

- la semplicità del risponditore automatico nell'albero fonico, tale da permettere di parlare con un operatore dopo non più di due scelte (tre se sono presenti più servizi);
- l'orario di disponibilità del servizio con un operatore per almeno 35 ore alla settimana;
- la disponibilità di almeno un "numero verde"⁶² da rete fissa per operatore;
- la pubblicazione su internet e sulle fatture del numero telefonico del *call center*, degli orari e del tipo di chiamate abilitate.

La tavola 2.107 riporta gli indicatori e gli standard di qualità attualmente in vigore che devono essere rispettati dalle aziende di vendita.

TAV. 2.107 Standard generali di qualità dei call center

INDICATORE	DEFINIZIONE	STANDARD
Accessibilità al servizio (AS)	Rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del call center con presenza di operatori.	AS \geq 95%
Tempo medio di attesa (TMA)	Tempo, espresso in secondi, intercorrente tra l'inizio della risposta, anche se effettuata attraverso l'ausilio di un risponditore automatico, e l'inizio della conversazione con l'operatore o di conclusione della chiamata in caso di rinuncia prima dell'inizio della conversazione con l'operatore.	TMA \leq 180 secondi
Livello di servizio (LS)	Rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine e il numero di chiamate che arrivano ai call center chiedendo di parlare con un operatore.	LS \geq 85%

Fonte: ARERA.

Accanto agli obblighi in vigore per tutte le aziende, il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici risulta più incisivo per le aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti) che, oltre a dover documentare il rispetto degli obblighi di servizio e degli standard generali, sono coinvolte ogni anno in un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti che hanno effettivamente fruito del servizio telefonico (per maggiori dettagli sull'indagine di qualità dei *call center* si veda il paragrafo "Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e di gas" del Volume 2).

⁶² Il numero verde è un servizio telefonico che permette al cliente di effettuare chiamate addebitandone il costo interamente all'azienda che lo mette a disposizione.

Per i venditori con meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi è prevista, invece, una disciplina semplificata⁶³, considerato che in questi casi il cliente, di norma, entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

Le aziende di maggiori dimensioni sono anche tenute a comunicare i dati di qualità dei servizi telefonici. Nel 2023 le aziende con l'obbligo di comunicazione hanno dichiarato, nel complesso, di servire poco più di 51,1 milioni di clienti, di cui più di 32 milioni per il settore elettrico (77% sul mercato libero) e 19 milioni per il gas (72,8% sul mercato libero).

Il numero complessivo di chiamate telefoniche ricevute dalle imprese (riferito sia ai clienti elettrici sia ai clienti gas, essendo la regolazione comune ai due settori) ha quasi raggiunto i 50 milioni. Il rapporto medio tra numero di chiamate ricevute e numero di clienti a livello di sistema risulta leggermente aumentato rispetto all'anno precedente (0,97 chiamate per cliente contro lo 0,94 del 2022). Va comunque specificato che il dato riferito alle chiamate per cliente (ottenuto suddividendo il numero di chiamate complessive per il numero totale di clienti) è solamente indicativo, poiché i *call center* svolgono una serie di funzioni che spaziano dalla richiesta di informazioni all'assistenza in caso di problemi anche per servizi aggiuntivi rispetto alla sola fornitura di energia elettrica e gas (o estranei ai servizi considerati in questa sede, nel caso delle aziende *multiutility*).

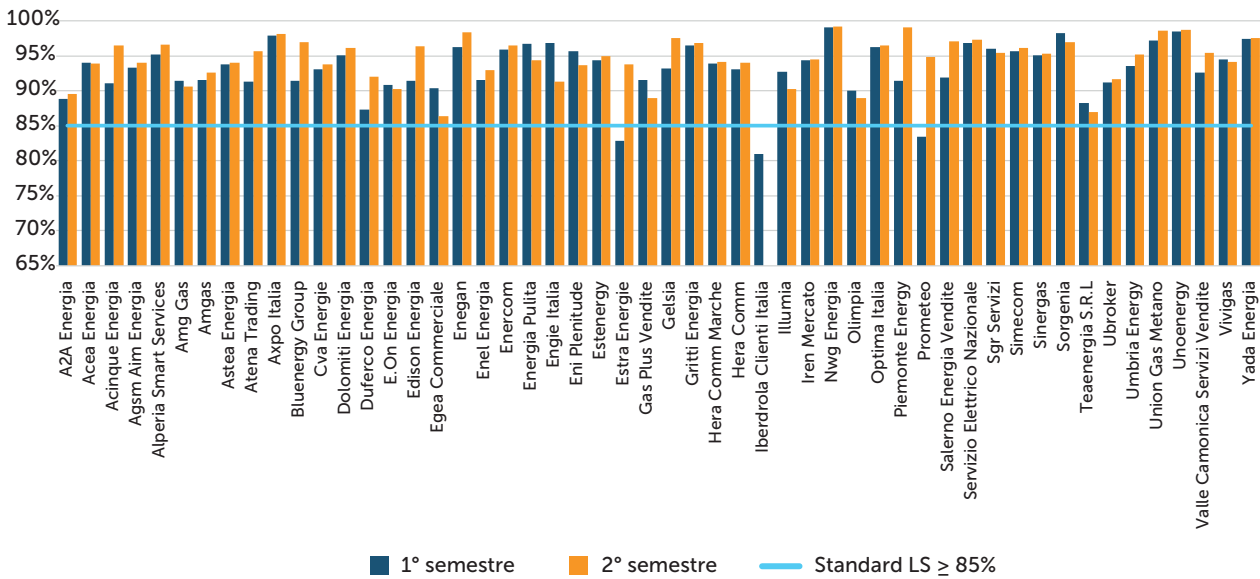
Il ricorso al servizio telefonico da parte dei clienti, contrattualizzati o da contrattualizzare, avviene infatti per molteplici motivi e per informazioni inerenti al contratto di fornitura in essere o da attivare; sempre più fornitori mettono a disposizione anche canali alternativi per la gestione del contratto (area riservata con password sul web per la gestione dei contratti e per le informazioni specifiche, applicazioni per smartphone ecc.).

Dei 153 numeri telefonici commerciali messi a disposizione dei clienti nel secondo semestre 2023, la maggioranza (61,44%) risulta operativa dal lunedì al sabato (erano 64,52% nel 2022); in particolare, 94 numeri sono risultati operativi dal lunedì al sabato, 48 numeri sono risultati operativi dal lunedì al venerdì e 11 dal lunedì alla domenica. I numeri verdi risultano essere la maggioranza (79,73%) e sono offerti dagli operatori congiuntamente ad altri numeri di telefono, ma sempre garantendo almeno un numero verde per le chiamate da rete fissa.

Per quanto riguarda i livelli di servizio (ovvero le chiamate effettuate per parlare con un operatore andate a buon fine), la quasi totalità delle imprese si è attestata su livelli di servizio superiori allo standard generale minimo in entrambi i semestri (Fig. 2.57).

63 Ai sensi dell'art. 2, comma 2.4, del TIQV.

FIG. 2.57 *Livello di servizio dei call center dei venditori di energia elettrica e gas nel 2023^(A)*



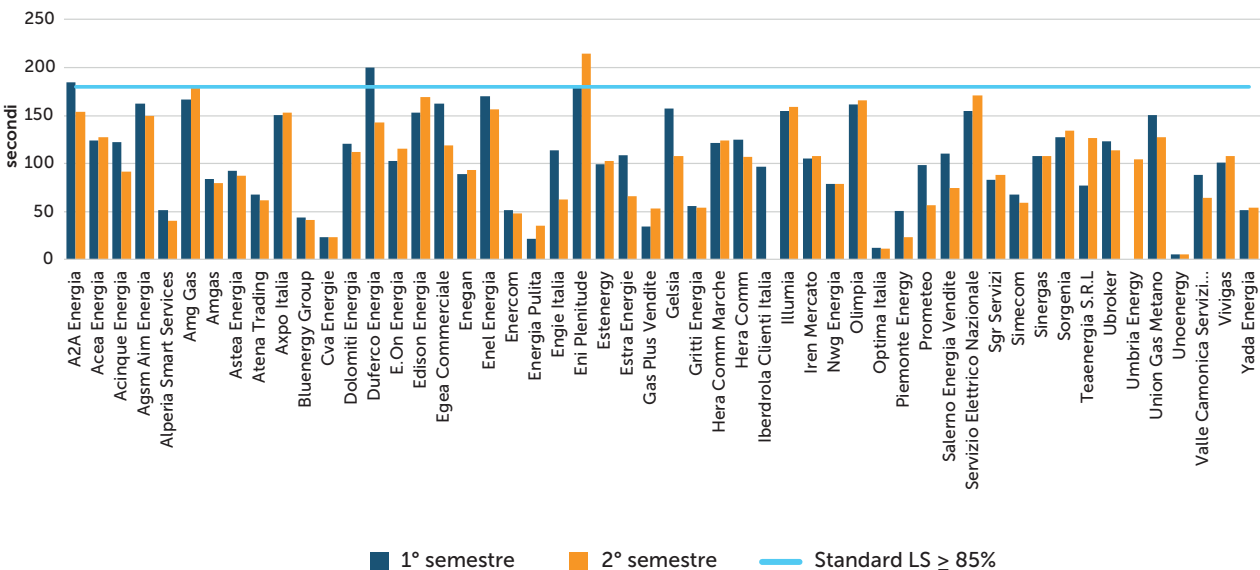
(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda i tempi medi di attesa, la maggioranza dei clienti è riuscita a parlare con un operatore senza dover richiamare e con tempi medi di attesa inferiori ai 180 secondi fissati dallo standard generale (Fig. 2.58), confermando, nel complesso, che i *call center* degli operatori di maggiori dimensioni assicurano una buona assistenza al cliente.

Nel 2023, nonostante l'aumento delle richieste di informazioni e chiarimenti sull'aumento dei prezzi e delle comunicazioni relative alla fine del servizio di maggior tutela inviate dai venditori, che hanno determinato un impatto maggiore sugli operatori dei *call center* delle imprese, solo per alcune aziende sono stati riscontrati tempi di attesa più lunghi rispetto agli standard previsti; la maggior parte delle aziende ha comunicato dati relativi al tempo di attesa che dimostrano il rispetto dello standard fissato.

FIG. 2.58 *Tempo medio di attesa nei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas nel 2023^(A)*



(A) Venditori con obbligo di trasmissione dei dati ai sensi del TIQV.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dichiarati dagli operatori.



CAPITOLO

3

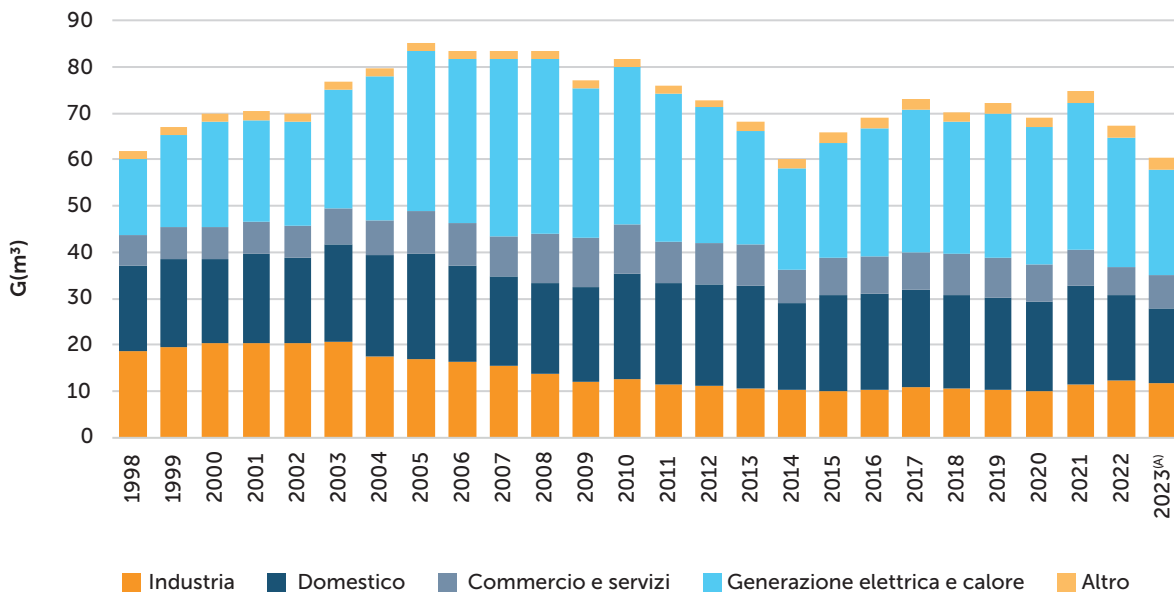


**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE GAS**

Domanda e offerta di gas naturale nel 2023

In base ai dati preconsuntivi diffusi nell'ambito del Bilancio energetico nazionale dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2023 il consumo netto di gas naturale è diminuito di 7 G(m³), attestandosi a 60,3 G(m³) dai 67,3 G(m³) del 2022 (Fig. 3.1). In termini percentuali, i consumi hanno registrato un nuovo calo del 10,4% che segue quello di pari entità del 2022. Diversi fattori hanno contribuito a questo calo: innanzitutto la contemporanea riduzione della domanda di elettricità che, come si è visto nel Capitolo 2, ha determinato una riduzione della produzione elettrica nazionale che, per giunta, è stata soddisfatta da una crescita della generazione da fonti rinnovabili e da un eccezionale ricorso alle importazioni elettriche. La domanda di gas per la generazione elettrica ha quindi subito un significativo calo. Come già accaduto nel 2022, inoltre, il manifestarsi di temperature invernali ancora tra le più elevate degli ultimi anni, ha ulteriormente depresso la richiesta del settore residenziale che sostanzialmente usa il gas prevalentemente per il riscaldamento. La modesta crescita del PIL (0,9%) ha contribuito a contenere i consumi industriali. Infine, parte della riduzione dei consumi potrebbe essere spiegata dal permanere di un livello dei prezzi del gas ancora elevato, sebbene in calo rispetto a quelli raggiunti nel 2022.

FIG. 3.1 Consumi di gas naturale per settore



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

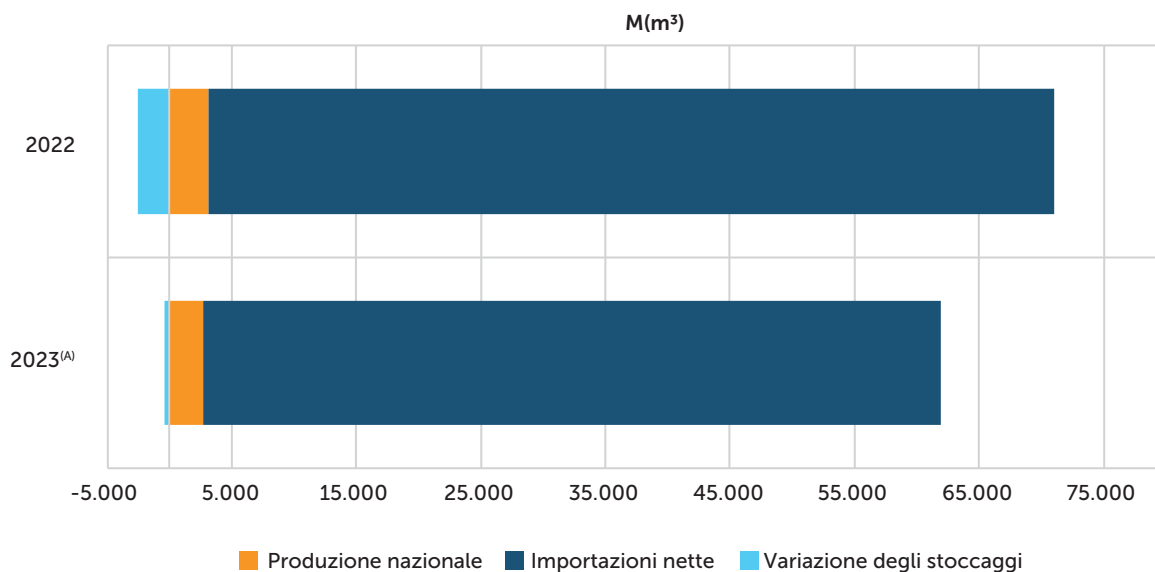
Guardando ai dati (provvisori) diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, infatti, la parte più ampia della riduzione di 7 G(m³) osservata nei consumi totali di gas è dovuta alla discesa di 5,2 G(m³) del settore termoelettrico (-18,5%), oltre che a una diminuzione di 2,4 G(m³) del settore domestico (-12,9%), mentre i consumi del settore industriale sono scesi di 0,6 G(m³) (-4,6%). In controtendenza è risultato soltanto il settore del commercio e servizi, i cui consumi in aumento di 1,1 G(m³) (+18,3%) hanno parzialmente attutito il calo complessivo.

Negli stessi dati emerge che la produzione nazionale ha registrato l'ennesimo calo (-12,2%), scendendo al minimo storico di 2,7 G(m³). Nel 2023, tuttavia, si osserva un marcato calo di 8,8 G(m³) anche per le importazioni nette, che sono risultate del 12,9% inferiori a quelle del 2022. I dati evidenziano anche che tale diminuzione è integralmente dovuta alla discesa delle importazioni lorde, il cui calo pari a 10,8 G(m³) è stato solo in parte compensato dalla riduzione delle esportazioni (-2 G(m³)) che nel 2022 avevano avuto una crescita un po' anomala.

Negli stoccaggi i volumi immagazzinati a fine anno sono risultati di circa 0,5 G(m³) superiori ai quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il consumo interno lordo nel 2023 è risultato pari a 61,5 G(m³), un valore del 10,3% inferiore a quello del 2022. Di conseguenza il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni nette e il valore lordo dei consumi nazionali, è diminuito: nel 2023 il 96,3% del gas disponibile in Italia è arrivato dall'estero.

Per effetto di questi movimenti i consumi netti di gas nel 2023 (Fig. 3.2) sono valutabili in 61,2 G(m³), 10,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2022.

FIG. 3.2 Consumi netti di gas naturale negli ultimi due anni



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Come sempre, il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è stato redatto riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori energetici in base al gruppo di appartenenza dichiarato nell'Anagrafica operatori¹. Nel caso in cui un'impresa abbia dichiarato di non appartenere ad alcun gruppo societario, è stata considerata come gruppo a sé. I gruppi vengono attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi che è dato dalla somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite nel mercato all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

¹ Ai sensi della delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com, che reca in allegato il Testo integrato anagrafica operatori (TIAO), nella quale sono stati riordinati tutti gli obblighi informativi di natura anagrafica a carico degli operatori dei settori di competenza dell'Autorità. Il TIAO ha quindi abrogato la delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08, che aveva inizialmente istituito l'Anagrafica operatori dell'Autorità.

TAV. 3.1 Bilancio degli operatori del gas naturale nel 2023 (in G(m³); valori riferiti ai gruppi industriali)

DISPONIBILITÀ E IMPIEGHI	GRUPPO ENI	10-40 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
NUMERO DI GRUPPI	1	5	16	8	53	437	520
Produzione nazionale netta	1,9	0,5	0,0	0,1	0,3	0,2	3,0
Importazioni nette ^(A)	18,2	19,4	18,3	0,0	0,0	-0,1	55,8
Variazioni scorte	0,6	0,2	-1,2	0,0	-0,2	0,0	-0,5
Stoccaggi al 31 dicembre 2022	1,3	2,3	2,1	0,1	0,5	0,0	6,4
Stoccaggi al 31 dicembre 2023	0,7	2,1	3,2	0,1	0,7	0,0	6,9
Acquisti sul territorio nazionale	19,6	90,2	58,8	11,5	16,0	3,6	199,7
di cui da Eni	13,1	7,7	3,5	0,5	1,1	0,0	25,9
di cui da altri operatori	6,5	82,5	55,2	11,0	14,9	3,6	173,8
Acquisti in Borsa	0,6	2,8	3,8	1,2	3,3	0,6	12,3
Disponibilità	40,8	113,0	79,7	12,8	19,5	4,3	270,2
Trasferimenti netti	-1,6	-2,5	-0,4	-0,2	0,7	-0,1	-4,1
Impieghi	39,2	110,6	79,4	12,7	20,2	4,2	266,3
Cessioni ad altri operatori nazionali	26,9	84,3	66,0	9,8	10,6	1,2	198,8
– di cui vendite al PSV	22,2	68,3	60,5	9,1	8,5	0,7	169,2
Vendite in Borsa	1,4	2,1	3,9	1,4	2,9	0,2	11,9
Consumi e perdite ^(B)	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,3
Autoconsumi	5,0	5,7	0,9	0,0	0,2	0,2	12,1
Vendite finali	5,9	18,6	8,5	1,5	6,5	2,6	43,5
– di cui a clienti finali collegati	0,7	2,9	2,2	0,0	0,8	0,0	6,6
Al mercato libero	4,6	17,6	7,5	1,3	6,1	2,4	39,6
Al mercato tutelato	1,2	0,8	0,5	0,1	0,4	0,2	3,2
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	-	0,1	0,5	-	-	-	0,6
Vendite finali per settore ^(C)	5,9	18,4	8,0	1,5	6,5	2,6	42,8
Domestico	2,7	3,9	1,8	0,4	1,8	1,1	11,7
Condominio uso domestico	0,2	0,2	0,3	0,0	0,6	0,3	1,7
Commercio e servizi	0,7	1,8	1,4	0,5	1,1	0,7	6,1
Industria	1,7	7,7	2,3	0,3	2,0	0,4	14,2
Generazione elettrica	0,6	4,8	2,1	0,1	0,8	0,0	8,4
Attività di servizio pubblico	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,6

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite totali (fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi quelli in Borsa).

(C) Non include le vendite per forniture di ultima istanza e *default*.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Eni si conferma anche nel 2023 il gruppo principale sul mercato, sebbene con vendite e autoconsumi che non sono molto superiori a quelli di uno dei principali gruppi concorrenti. Questi ultimi sono riuniti nella classe dei gruppi con vendite e autoconsumi compresi tra 10 e 40 G(m³), che include Engie, Royal Dutch Shell, Edison, Enel e A2A. Come già nel 2022, quando uscirono Alpiq e Duferco, anche nel 2023 tale classe si è ulteriormente

ridotta in considerazione del fatto che il gruppo Hera è passato alla classe con impieghi più bassi compresi tra 2 e 10 G(m³).

I cinque gruppi appartenenti alla prima classe hanno impieghi che oscillano dai poco più di 39 G(m³) di Engie agli oltre 12 G(m³) di A2A. Nella classe successiva – quella dei soggetti con impieghi compresi tra 2 e 10 G(m³), che include 16 gruppi societari – i gruppi evidenziano un valore degli impieghi che varia dai poco più di 9 G(m³) del maggiore gruppo (Hera) ai circa 2,5 G(m³) dei gruppi con impieghi più bassi (Uniper, Iren ed Enet Energy).

La classe successiva, quella dei gruppi societari con impieghi tra 1 e 2 G(m³), comprende 8 gruppi (nel 2022 erano 13) che mediamente vendono e autoconsumano 1,6 G(m³), quindi circa 200 M(m³) in più rispetto all'anno precedente. Sono 53, invece, i gruppi che ricadono nella classe con impieghi tra 0,1 e 1 G(m³) che, in media, possiedono valori di vendite e autoconsumi pari a 382 M(m³); infine, nell'ultima classe, i gruppi sono 437 con impieghi medi di 9,6 M(m³), che oscillano dai circa 99 M(m³) del gruppo più grande a poche centinaia di m³ dei gruppi più piccoli. Occorre però sempre ricordare che da un anno all'altro i soggetti partecipanti alla rilevazione da cui sono tratti i dati non sono necessariamente gli stessi e ciò contribuisce a determinare una connotazione delle classi che può risultare diversa di anno in anno. A questo si deve aggiungere il fatto che, come già rilevato negli ultimi anni, le imprese che esercitano l'attività di vendita all'ingrosso e/o al dettaglio sono piuttosto dinamiche, anche in termini di spostamenti tra i gruppi societari.

Nell'ambito della coltivazione di gas naturale, la situazione è rimasta praticamente immutata rispetto al passato: quasi tutto il gas prodotto in Italia (compresa la produzione di biometano) risulta, infatti, nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell ed Energean e per alcuni altri soggetti sui quali si rilevano volumi di produzione decisamente più contenuti.

Le importazioni rimangono, come da sempre, una prerogativa dei gruppi industriali di più grande dimensione, con il gruppo Eni che da solo importa circa un terzo del volume netto complessivamente importato in Italia. Per tutti gli altri la fonte più rilevante nell'approvvigionamento di gas è invece quella degli acquisti sul territorio nazionale, specialmente per i gruppi della classe più piccola, la quale rappresenta fino al 90% del gas complessivamente disponibile nella classe con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³). In generale, rispetto al 2022, risultano in diminuzione le quote di gas acquistato direttamente da Eni da parte di tutte le classi di soggetti rappresentate nel bilancio; nel caso dei suoi maggiori *competitor*, la quota è progressivamente scesa dall'8,3% del 2021, al 7,3% del 2022, al 6,8% nel 2023.

Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, rappresentano il 79% dei volumi complessivamente venduti e autoconsumati; la quota raggiunge l'88% nel caso dei gruppi che ricadono nella classe con vendite tra 2 e 10 G(m³), mentre è molto più contenuta, sebbene in aumento rispetto all'anno precedente, nella classe dei venditori più piccoli (32,8% nel 2023 contro 29,7% nel 2022). I dati evidenziano, quindi, come anche i venditori più piccoli siano sempre più attivi anche sul mercato all'ingrosso e non più solo sul mercato finale.

La quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi nel 2023 è risultata pari al 4,6%; se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, si nota come nell'ambito di ciascun gruppo la quota di gas riservato al proprio fabbisogno si attesti intorno al 7%. Eni, in particolare, destina il 14,5% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre per la classe con impieghi da 10 a 40 G(m³) si registra una quota di quasi l'8%.

Le vendite al mercato finale, dove 0,6 G(m³) risultano destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato nel 2023 circa il 16% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe con impieghi inferiori a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 62%. Nel 2023 il mercato tutelato ha assorbito il 7,4% delle vendite complessive al mercato finale, una porzione ancora in diminuzione rispetto all'anno precedente; per Eni la quota di gas destinata ai clienti serviti su questo mercato è stata pari al 20,7%, mentre per le altre classi questa quota oscilla dal 4,3% dei maggiori gruppi al 9,8% della classe con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³).

Come sempre, la quota maggiore delle vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi), pari all'83,7%, si registra nella classe dei gruppi di più piccola dimensione. La medesima quota è piuttosto significativa (75,6%) anche per i gruppi con impieghi tra 1 e 2 G(m³), per Eni (60,8%) e per i gruppi con consumi tra 0,1 e 1 G(m³), dove raggiunge il 57,2%.

I gruppi societari appartenenti alle prime classi, invece, sono quelli che servono quote più rilevanti dei clienti industriali: la quota più ampia si raggiunge nella classe dei gruppi con impieghi da 10 a 40 G(m³), dove rappresenta circa il 42% delle vendite finali, mentre nei confronti dei clienti della generazione elettrica la quota più rilevante di vendite si registra nella classe tra 2 e 10 G(m³), dove rappresenta circa il 27% delle vendite al mercato finale.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

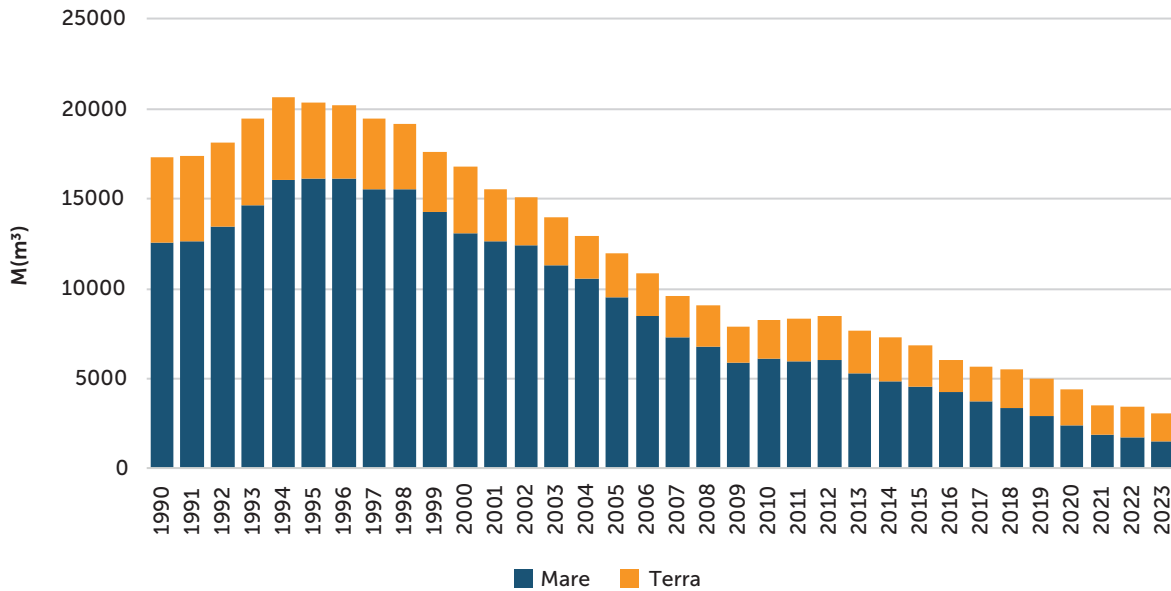
Nei dati diffusi dalla Direzione generale infrastrutture e sicurezza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la produzione nazionale di gas naturale nel 2023 è scesa, ancora una volta, a 3.040, dai 3.405 M(m³) del 2022, registrando dunque un calo del 10,7%, decisamente superiore a quello registrato nel 2022. L'attenuarsi delle difficoltà di importazione dovute ai provvedimenti di blocco del gas russo, così come la discesa dei prezzi internazionali del gas, hanno probabilmente reso meno conveniente sfruttare i giacimenti nazionali.

Il calo produttivo risulta lievemente meno elevato nei dati preconsuntivi del bilancio del gas naturale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, secondo i quali nel 2023 la produzione nazionale (al lordo di consumi e perdite) è diminuita del 12,2% rispetto al 2022, attestandosi a 2.728 M(m³). Tenuto conto che il fabbisogno interno lordo al contempo è diminuito del 10,3%, il tasso di copertura della produzione nazionale è rimasto sostanzialmente invariato intorno al 4,5%.

Più in dettaglio, secondo i dati pubblicati dalla Direzione generale infrastrutture e sicurezza del Ministero, riprodotti nella figura 3.3, nel 2023 sono stati complessivamente estratti 3.040 M(m³) di gas naturale: 1.501 M(m³) dal mare e 1.539 M(m³) dai campi situati in terraferma. Il calo è imputabile in misura maggiore ai giacimenti a mare che hanno perso il 14,5% della produzione dell'anno precedente, mentre le coltivazioni in terraferma hanno

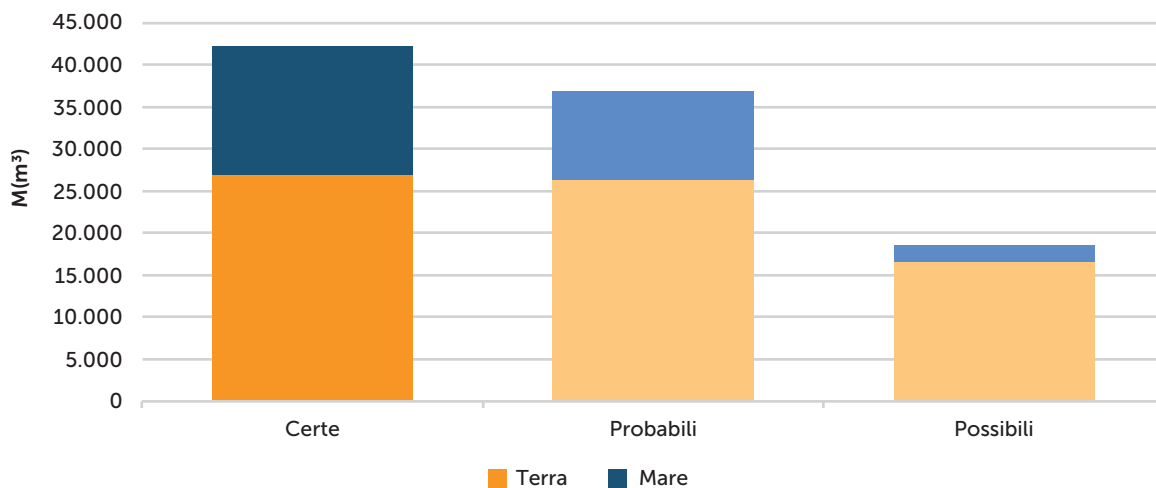
estratto il 6,6% in meno rispetto al 2022. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è salita al 50,6% dell'intera produzione nazionale (dal 48,4% dello scorso anno).

FIG. 3.3 *Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1990*



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione generale infrastrutture e sicurezza.

FIG. 3.4 *Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2023*



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

L'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse ha stimato le riserve certe di gas al 31 dicembre 2023 in 41,8 G(m³) e quelle probabili in 37 G(m³) (Fig. 3.4). Rispetto ai dati valutati un anno prima², la stima delle

² Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

riserve certe è cresciuta del 12,3%, mentre quella delle riserve possibili è diminuita del 15,4%, così come un forte ridimensionamento ha interessato le riserve probabili (33,8%). La parte più rilevante delle riserve certe, il 65,2%, è ubicata in terraferma (quasi interamente al Sud), mentre il restante 34,8% è localizzato in mare.

L'estrazione media degli ultimi cinque anni va lentamente diminuendo: nel 2023 è scesa sotto i 4 G(m³), dunque molto al di sotto dei 14,7 G(m³), che era la produzione media nel periodo 1990-1999, ma anche molto inferiore ai 9,8 G(m³), che era la produzione media nei primi dieci anni del nuovo millennio. Pertanto, grazie al rallentamento nel ritmo di estrazione e contando solo sulle riserve certe, il tempo di esaurimento delle scorte di gas naturale è cresciuto da poco più di 10 anni nel 2022, a quasi 15 anni nel 2023. Ma occorre sempre ricordare che parte delle riserve oggi giudicate soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, nel caso vi fosse l'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

I dati raccolti con la consueta Indagine annuale sui settori energetici svolta dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (di seguito: Autorità), che dal 2022 comprendono anche la produzione di biometano, confermano la significativa caduta della produzione nazionale di gas. Nel 2023, infatti, la produzione nazionale risulta essersi fermata a 2.971 M(m³) (Tav. 3.2), contro i 3.282 M(m³) registrati nel 2022; pertanto, nei dati raccolti dall'Indagine, il calo di produzione nazionale risulta del 9,5%.

TAV. 3.2 *Produzione di gas naturale e biometano in Italia nel 2023 (in M(m³))*

GRUPPO	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	1.859	62,6%
Royal Dutch Shell	485	16,3%
Energean PLC	225	7,6%
Gas Plus	92	3,1%
Total	57	1,9%
Altri	254	8,5%
TOTALE	2.971	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La discesa nei volumi di gas coltivato è molto significativa per i grandi operatori, mentre in quasi tutti i gruppi che possiedono piccole quote di produzione non si osservano variazioni negative rispetto allo scorso anno.

La quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni è leggermente diminuita anche nel 2023, scendendo dal 66,3% al 62,6%; le società del gruppo Eni hanno estratto circa 320 M(m³) in meno del 2022, registrando quindi un calo produttivo del 14,6%. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota decisamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo, Royal Dutch Shell. Anche la produzione di quest'ultimo ha subito un calo del 10%, avendo estratto 54 M(m³) in meno rispetto al 2022, sebbene la quota rispetto al totale sia rimasta sostanzialmente invariata a poco più del 16%. Lo stesso è accaduto al terzo gruppo, Energean PLC, la cui quota è rimasta ferma al 7,6%, nonostante abbia estratto 2 M(m³) in meno dell'anno precedente. Nel 2023 il gruppo Total ha invece estratto 57 M(m³), 8 in più dell'anno precedente, portandone la quota a sfiorare il 2%.

Nei dati raccolti con l'Indagine annuale, la produzione di biometano nel 2023 ha superato di poco i 150 M(m³), cioè il 5,2% della produzione nazionale. Gli attori più importanti in questa attività sono la Società Estense Servizi Ambientali (S.E.S.A.), la cui produzione ha sfiorato i 33 M(m³), la società Bioman del gruppo Finam, che ha prodotto 13,7 M(m³), le società Herambiente e Biorg, entrambe del gruppo Hera, che insieme hanno prodotto circa 8,5 M(m³) di biometano, e la Società Agricola Agriman la cui produzione ha sfiorato 13 M(m³). Anche il gruppo Snam è attivo attraverso diverse società nella produzione di biometano; complessivamente il gruppo ha prodotto circa 12,1 M(m³). Una produzione leggermente inferiore (11,9 M(m³)) è infine stata realizzata dalla società Sant'Ilario Bioenergia del gruppo Vallette.

Importazioni

Come già anticipato all'inizio di questo Capitolo, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel 2023 l'Italia ha importato 10,8 G(m³) di gas naturale in meno rispetto al 2022: le importazioni lorde sono infatti scese a 61,8 G(m³), dai 72,6 G(m³) del 2022, evidenziando quindi un calo del 14,8% rispetto al 2022.

A seguito delle sanzioni imposte dall'Unione europea sulle esportazioni russe in risposta alla guerra nei confronti dell'Ucraina, iniziata il 24 febbraio 2022, le importazioni di gas dalla Russia si sono quasi azzerate nell'arco di questi due anni: dai 29,2 G(m³) del 2021, infatti, nel 2023 si sono ridotte a 2,9 G(m³). La quota di gas russo nella copertura del fabbisogno nazionale è passata dal 40% del 2021 al 4,7% nel 2023. La sostituzione del gas russo è avvenuta, nell'arco dei due anni, in parte aumentando i quantitativi di gas che giungono in Italia via tubo dagli altri paesi con cui l'Italia è collegata (principalmente quelli dall'Algeria e dall'Azerbaigian), e in parte accrescendo la quota di gas naturale liquido che arriva in Italia attraverso le navi metaniere. Le importazioni di GNL, infatti, sono aumentate quasi del 70% in due anni.

Più in dettaglio, la provenienza dei 61,2 G(m³) di gas importato nel 2023 vede diversi paesi³ con quantitativi importanti: 25,5 dall'Algeria – un fornitore storico dell'Italia –, 10 dall'Azerbaigian, 6,8 dal Qatar, 5,3 dagli Stati Uniti, 6,6 da Norvegia e Olanda, 2,5 dalla Libia e i restanti 2 da altri paesi (Fig. 3.5).

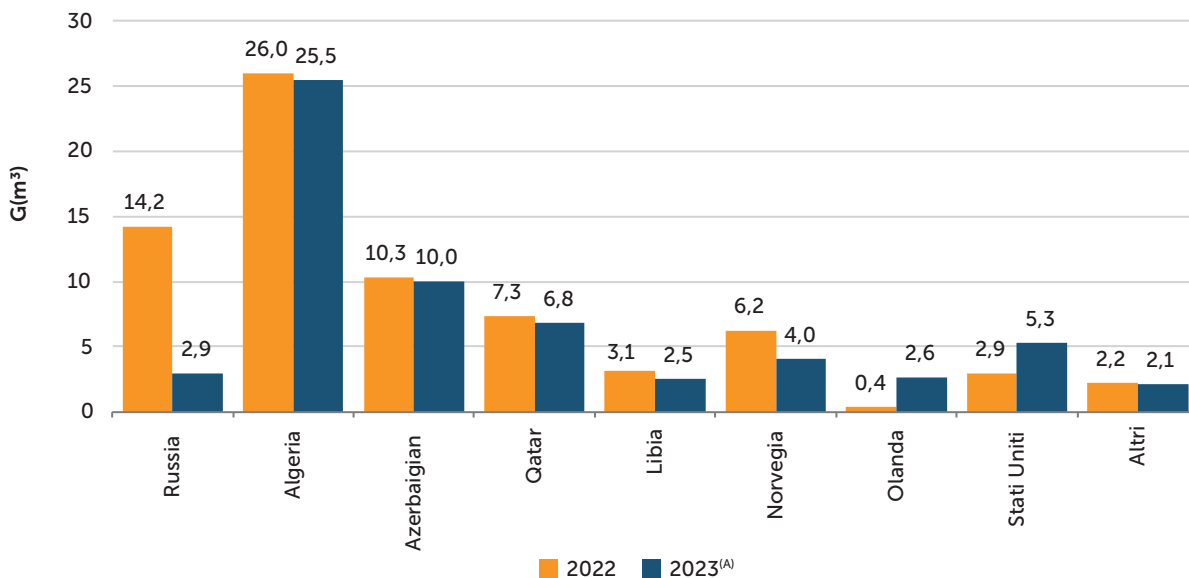
Nel 2023 quasi un terzo dei 61,2 G(m³) importati in Italia, cioè 14,5 G(m³), sono giunti via nave. L'88% di tutto il GNL importato è giunto da Qatar, Algeria e Stati Uniti, che nel 2021 contavano insieme per il 94%. Accanto a queste ormai tradizionali provenienze, nell'importazione via nave del 2023 hanno assunto una discreta importanza anche i carichi provenienti dalla Spagna (4,6%), dalla Nigeria (1,7%) e dall'Egitto (1,6%) (Fig. 3.6).

Guardando ai volumi di importazione complessivi (via tubo e via nave), quindi, le quote di provenienza del gas nel 2023 sono molto cambiate rispetto a quelle del 2021: come detto, il peso della Russia è sceso al 4,7% (era al 40%), mentre la quota dell'Algeria è salita dal 30,8% al 41,2%. Al terzo posto per importanza si trova l'Azerbaigian con una quota del 16,2% (era al 9,9%). Dal Qatar è arrivato l'11% del gas complessivamente importato in Italia (era 9,9%) e l'incidenza della Norvegia è risalita al 6,5%, dal 2,7% del 2021. Un altro degli aumenti più rilevanti riguarda gli Stati Uniti, la cui incidenza era solo dell'1,5% nel periodo precedente alla guerra e nel 2023 è stato pari all'8,6%. La quota della Libia, invece, è rimasta sempre pressoché costante a poco più del 4%. Nell'arco dei

³ Le importazioni sono suddivise per paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale.

due anni confrontati, la quota del GNL sul totale del gas importato in Italia è raddoppiata, passando dal 12,9% del 2021 al 26,9% del 2023.

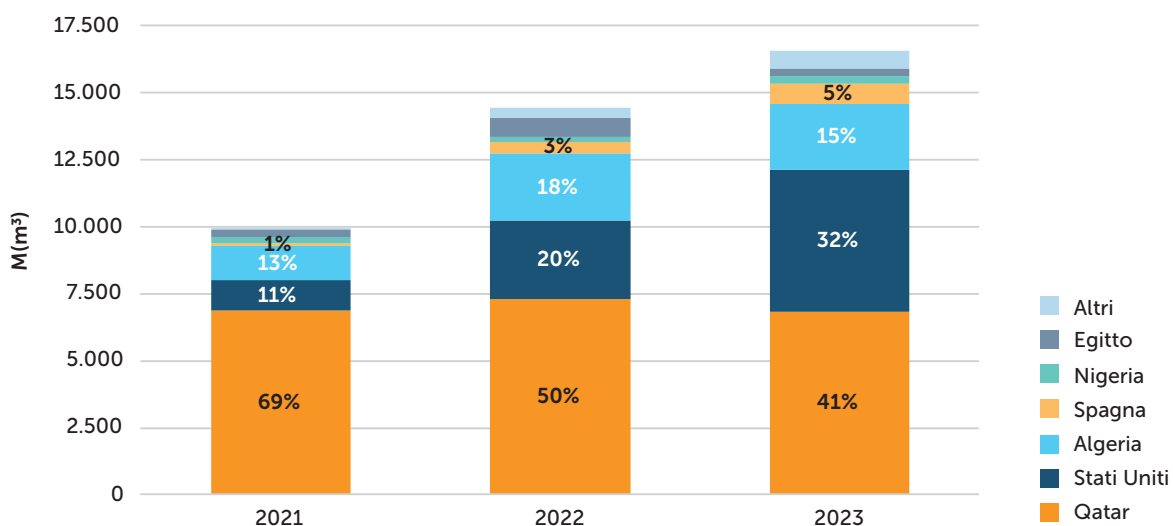
FIG. 3.5 Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

FIG. 3.6 Paesi di origine delle importazioni di GNL



Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori energetici dell'Autorità, nel 2023 sono stati importati in Italia 58 G(m³), 10 in meno rispetto al 2022⁴ (Tav. 3.3). Il calo risulta quindi superiore a quello valuta-

⁴ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori energetici.

bile nei dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica⁵. Il 6,6% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3,8 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee. Nonostante il calo delle importazioni complessive, la quota di gas importato attraverso le Borse europee è rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2022. L'elenco dei primi venti importatori (Tav. 3.3) non presenta variazioni nelle prime tre posizioni.

TAV. 3.3 Primi venti importatori di gas in Italia nel 2023 (importazioni lorde in M(m³))

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2021
Eni	18.660	32,3%	1°
Edison	9.999	17,3%	2°
Azerbaijan Gas Supply Company Limited	8.138	14,1%	3°
Shell Energy Europe	4.665	8,1%	5°
Enel Global Trading	4.243	7,4%	4°
Gunvor International	2.956	5,1%	6°
Vitol	2.219	3,8%	7°
Exxonmobil Gas Marketing Europe	1.613	2,8%	9°
Bp Gas Marketing	1.030	1,8%	13°
Axpo Solutions	953	1,7%	11°
Engie Italia	582	1,0%	8°
Dxt Commodities	382	0,7%	10°
Enet Energy	331	0,6%	15°
A2A	290	0,5%	12°
Geoplin	269	0,5%	-
Hera Trading	239	0,4%	16°
Centrica Energy Trading	218	0,4%	18°
Uniper Global Commodities	185	0,3%	21°
Rwe Supply & Trading	171	0,3%	17°
Axpo Italia	141	0,2%	19°
Altri	425	0,7%	-
TOTALE	57.707	100%	-
<i>di cui: Importazioni dalle Borse europee</i>	3.805	6,6%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica)	61.819	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Come sempre, al primo posto nella classifica delle imprese importatrici si trova Eni che nel 2023 ha importato 18,7 G(m³), quasi 10 G(m³) in meno dell'anno precedente. In conseguenza del forte calo delle importazioni di Eni (-34,5%), la quota di mercato della società è scesa dal 41,9% al 32,3% (30,2% se calcolata sul valore di *import* di fonte ministeriale). Anche i volumi acquistati all'estero da Edison, seconda in classifica, sono scesi da 11,3 a 10 G(m³) (-11,8%); tuttavia, poiché la riduzione delle importazioni di Edison è risultata inferiore a quella registrata da

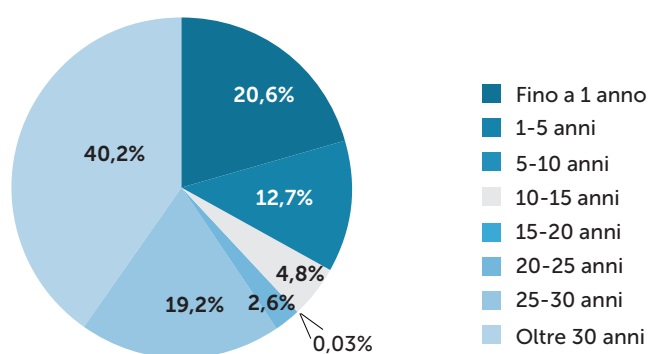
⁵ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che risponde all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. È probabile che alcuni quantitativi che nei dati ministeriali sono classificati come importazioni vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana" nell'Indagine dell'Autorità, in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

Eni, la quota nel mercato dell'importazione di Edison è leggermente salita al 17,3% e la distanza da Eni si è ancora accorciata, rispetto a quella osservata nel 2022, di altri dieci punti percentuali.

Sono leggermente aumentati, invece, i quantitativi della società Azerbaijan Gas Supply Company, che importa il gas azero che approda a Melendugno attraverso il TAP: con 8,1 G(m³) importati in corso d'anno (+349 milioni rispetto al 2022, +4,5%), ha consolidato la terza posizione con una quota in aumento (dal 6,2% all'8,1%). Si sono avvicinati tra la quarta e la quinta posizione le altre due importanti società di importazione: Shell Energy Europe ed Enel Global Trading; la prima ha aumentato i volumi di quasi mezzo miliardo di metri cubi, mentre la seconda ha importato 33 M(m³) in meno rispetto al 2022. Il panorama degli importatori, soprattutto nella seconda metà della classifica, mostra diversi avvicendamenti e variazioni di posizione, in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono i tassi di variazione relativamente più grandi.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 36,8 dei 57,7 G(m³) importati, cioè il 63,8% del gas approvvigionato all'estero. Tale quota è in riduzione rispetto al 2022 (era 70,1%) per via della discesa della quota di Eni, non compensata dall'incremento della quota di Edison e di Azerbaijan Gas Supply Company.

FIG. 3.7 Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata intera



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

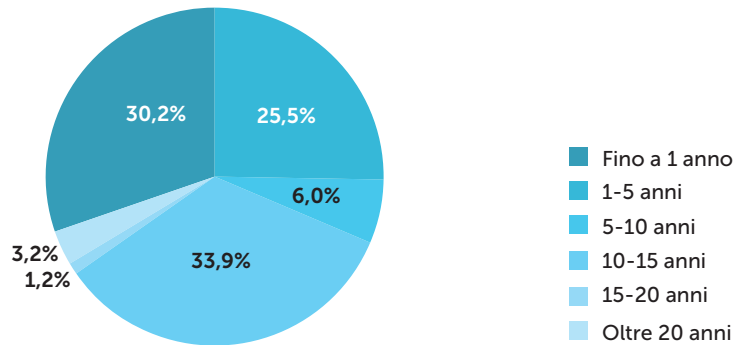
La struttura dei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2023 secondo la durata intera (Fig. 3.7) si è sostanzialmente accorciata, come accade ormai da qualche anno. Infatti, sebbene la quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è aumentata di un punto percentuale (dal 61,1% al 62%), l'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è nettamente cresciuta, essendo salita al 33,2% dal 20,5% registrato nel 2022. Inoltre, l'incidenza dei contratti di media durata (5-20 anni) si è notevolmente ridotta (dal 18,4% al 4,8%), mentre quella delle importazioni *spot*⁶, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è lievemente cresciuta di circa due punti percentuali, portandosi a poco meno del 21%. Importante è però sottolineare che le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura, sono aumentate: nel 2022, infatti, i volumi contrattati erano complessivamente pari a 85,8 G(m³), mentre nel 2023 sono saliti a 87,2 G(m³).

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2023 (Fig. 3.8) mostrano che il 55,7% dei contratti scadrà entro i prossimi cinque anni (la stessa quota era al 32,4% nel 2022) e il 61,7% giungerà al termine

⁶ Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

entro i prossimi dieci anni. Il 4,4% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota è fortemente diminuita (era al 39% nel 2021 e al 15% nel 2022) e riguarda un quantitativo complessivo ormai molto basso, pari a 3,8 G(m³).

FIG. 3.8 *Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2023 secondo la durata residua*



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2023 le imprese che gestiscono le reti di trasporto del gas nazionale e regionale sono otto: tre che operano sulla rete nazionale e regionale e cinque che operano solo sulla rete regionale (Tav. 3.4).

Snam Rete Gas è l'impresa maggiore di trasporto della rete nazionale, le altre due società che ne possiedono e gestiscono solo piccoli tratti sono: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas.

Società Gasdotti Italia (SGI) è nata nel 2004 dalla fusione di Edison T&S e della sua controllata SGM. Ha ottenuto la certificazione come operatore del trasporto nel 2012 e dalla fine del 2016 è di proprietà di due fondi di investimento internazionali. Oltre alla rete nazionale, SGI trasporta anche sulla rete regionale; le sue reti si estendono principalmente nell'Italia centrale (Marche, Abruzzo, Molise e Lazio), ma la società gestisce anche un gasdotto in Veneto e reti ubicate in Basilicata, in Calabria e in Sicilia.

La società Infrastrutture Trasporto Gas è proprietaria e gestisce direttamente il metanodotto Cavarzere-Minerbio, funzionale al collegamento del rigassificatore di Rovigo. Nata nel 2012 dalla scissione della società Edison Stocaggio, era controllata al 100% da Edison, ma dall'ottobre 2017 è entrata nel gruppo Snam. Insieme alla cessione della società di trasporto, Edison ha ceduto a Snam anche la propria quota (pari al 7,3%) del capitale di Terminale Gnl Adriatico, la società che gestisce il terminale GNL di Rovigo.

TAV. 3.4 Reti delle società di trasporto nel 2023 (in km)

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.704	23.107	32.811
Società Gasdotti Italia	749	1.047	1.796
Retragas	0	386	386
Energie Rete Gas	0	142	142
Infrastrutture Trasporto Gas	83	1	84
Metanodotto Alpino	0	76	76
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	51	51
Netenergy Service	0	35	35
TOTALE	10.536	24.845	35.381

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il gruppo Snam (composto da Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas) possiede il 93% delle reti: 32.895 km di rete sui 35.381 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.796 km di rete (il 5,1%), di cui 749 sulla rete nazionale. La società Retragas, del gruppo A2A, è la terza con una quota dell'1,1%, grazie ai suoi 386 km di rete. Vi sono poi altri cinque operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale. Fino al 2022 gli operatori regionali erano sei e comprendevano anche la società GP Infrastrutture Gas, che gestiva i gasdotti della rete regionale denominati "Valnure" e "Valtrebbia", che dal 1° gennaio 2023 sono stati riclassificati da rete di trasporto regionale a rete di distribuzione del gas naturale. La riclassificazione è stata disposta (retroattivamente) con il decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica del 25 maggio 2023 che costituisce il più recente aggiornamento della rete di trasporto regionale. Lo stesso decreto ha disposto anche la riclassificazione del tratto di rete gas denominato "Val Staffora – Segmento S05", gestito da Retragas, da rete di trasporto regionale a rete di distribuzione del gas naturale.

Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5 che riporta, per regione, la lunghezza delle reti, i volumi di gas transitati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

La riduzione dei consumi di gas naturale si ritrova, ovviamente, anche nei dati del trasporto: nel 2023 i volumi riconsegnati sulle reti hanno registrato un nuovo significativo calo dell'11,8%, che segue quello del 3,6% evidenziato lo scorso anno. Con 10,8 G(m³) in meno rispetto al valore del 2022, i volumi trasportati sono scesi a 81,1 G(m³), dai 91,9 G(m³) raggiunti nel 2022 (nel 2021 sfioravano i 96 G(m³)). Anche il numero dei punti di riconsegna è ulteriormente diminuito di 194 unità (-2,6%), portandosi a 7.343; pertanto il volume medio trasportato si è ridotto del 9,4%, da 12,1 a 11 M(m³). Le riconsegne ai settori produttivi hanno evidenziato un calo rilevante: le riconsegne al comparto industriale hanno registrato una diminuzione di circa 0,5 G(m³) rispetto a quelle del 2022, cioè sono diminuite del 4,5% in termini percentuali; al settore termoelettrico sono stati riconsegnati complessivamente 21,3 G(m³), vale a dire 4 G(m³) in meno del 2022 (16,1%). Molto significativa anche la discesa dei volumi riconsegnati agli impianti di distribuzione, che si sono ridotti del 7,5%, vale a dire, in valore assoluto, di 2,2 G(m³) rispetto al

2023. Ancora una volta l'andamento climatico, con i mesi invernali meno freddi degli anni precedenti, spiega gran parte della riduzione dei consumi, a cui si è accompagnata anche una riduzione delle attività industriali che utilizzano il gas naturale come *input* produttivo. Diversamente dallo scorso anno, una forte discesa ha interessato anche la categoria residuale "altro", che comprende le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (come, per esempio, gli ospedali): a questi punti sono stati complessivamente riconsegnati quasi 21 G(m³), 4 in meno del 2022 (in termini percentuali la riduzione è del -16%).

TAV. 3.5 Attività di trasporto per regione nel 2023 (lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m³))

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMoeLETTRICI	ALTRO ^(A)		
Piemonte	506	2.183	2.931	1.012	2.784	324	7.051	477
Valle d'Aosta	0	104	36	56	5	0	97	15
Lombardia	642	4.496	7.009	2.213	5.152	533	14.908	2.254
Trentino-Alto Adige	109	382	627	272	17	0	916	94
Veneto	831	2.111	3.341	1.198	515	61	5.116	564
Friuli-Venezia Giulia	492	571	707	526	692	1.679	3.605	165
Liguria	22	453	700	206	185	2	1.093	61
Emilia-Romagna	1.366	2.487	3.346	2.344	2.801	8.873	17.363	599
Toscana	634	1.473	1.837	775	1.488	5	4.105	323
Umbria	180	469	419	233	142	0	793	94
Marche	429	633	673	282	3	87	1.044	182
Lazio	532	1.487	1.745	473	459	389	3.067	407
Abruzzo	675	918	591	371	288	82	1.333	285
Molise	415	509	117	53	93	407	671	132
Campania	578	1.459	1.022	413	692	8	2.135	622
Puglia	667	1.301	961	611	2.406	4	3.981	306
Basilicata	398	910	196	96	24	22	337	208
Calabria	987	1.335	267	34	1.740	5	2.047	295
Sicilia	1.073	1.564	595	655	1.777	7	3.035	257
Aggregato nazionale	0	0	0	0	0	8.390	8.390	3
ITALIA	10.536	24.845	27.121	11.825	21.262	20.879	81.087	7.343

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio, ospedali).

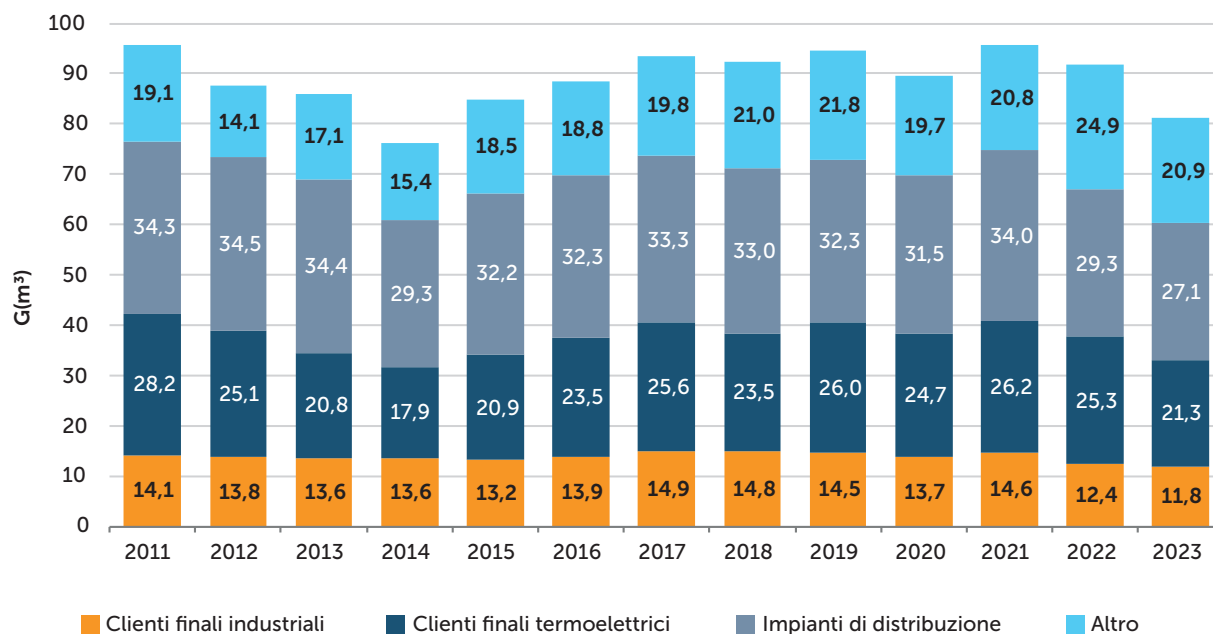
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'attività di trasporto effettuata negli ultimi anni (Fig. 3.9) mostra come il 2023 si collochi quasi al minimo storico che è stato toccato nel 2014, quando le riconsegne furono pari a 76,2 G(m³). In particolare, le riconsegne a clienti finali industriali risultano le più basse in assoluto dal 2006. I volumi complessivamente trasportati nel 2023 evidenziano un'incidenza dei settori produttivi del 40,8%, a fronte del 33,4% degli impianti di distribuzione e del 25,7% dei restanti usi del trasporto.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti per la capacità annuale, effettuati prima dell'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale per l'anno termico 2023-2024 e la capacità che risulta conferita al 1° gennaio a seguito anche dei conferimenti di più breve termine. Snam Rete Gas conferisce la capacità disponibile per il servizio di trasporto continuo nei punti interconnessi con

l'estero tramite aste online trasparenti e non discriminatorie, organizzate mediante la piattaforma PRISMA – *European Capacity Platform*, secondo le tempistiche stabilite dal regolamento (UE) n. 459/2017 del 16 marzo 2017.

FIG. 3.9 Attività di trasporto dal 2011



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nei punti di entrata e uscita interconnessi con l'estero, Snam Rete Gas conferisce capacità per il servizio di trasporto continuo di tipo:

- annuale, con effetto dal 1° ottobre di ogni anno;
- trimestrale, con effetto dal 1° ottobre, dal 1° gennaio, dal 1° aprile e dal 1° luglio;
- mensile, con effetto dal primo giorno di ciascun mese;
- giornaliero, con effetto dalle ore 6:00 di ciascun giorno alle ore 6:00 del giorno di calendario successivo;
- infra-giornaliero, con effetto dall'inizio di ciascuna ora e fino al termine del medesimo giorno gas.

Dal 2013 la capacità disponibile viene offerta tramite la piattaforma PRISMA presso i punti di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries a cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela e a fine 2020 anche il punto di Melendugno.

Dalla fine del 2020, infatti, è divenuto operativo il gasdotto Trans Adriatic Pipeline (TAP) che, tra le altre cose, ha ricevuto (nel 2013) un'esenzione per 25 anni dall'accesso dei terzi (c.d. *Third Party Access*) per la capacità iniziale di 10 miliardi di metri cubi l'anno. Il TAP trasporta il gas dell'Azerbaigian in Europa, passando per la Grecia, l'Albania e il mare Adriatico per poi raggiungere il punto di approdo e connettersi alla rete italiana di trasporto presso il punto di Melendugno (LE). È gestito dalla società Tap AG i cui azionisti sono BP, Socar, Snam, Fluxys ed Enagás con il 20% ciascuna, dopo l'uscita dalla compagine azionaria – avvenuta nel corso del 2023 – di Axpo, che ha ceduto la sua quota del 5% alla spagnola Enagás e alla belga Fluxys. Il TAP costituisce il tratto europeo del Corridoio Meridionale del Gas, è lungo circa 900 km e la sua attuale capacità è espandibile sino a 20 G(m³) l'anno. In effetti, nel gennaio 2023 si è conclusa la prima fase del processo per l'espansione della capacità del gasdotto, al termine della quale l'attuale capacità del TAP dovrebbe salire da 10 a 11,2 G(m³)/anno.

TAV. 3.6 Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della rete nazionale nell'anno termico 2023-2024 (in $M(m^3)$ standard per giorno)

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	TECNICA	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(C)
A inizio anno termico					
Passo Gries	59,0	0,0	59,0	0,0%	5
Tarvisio	109,0	0,002	109,0	0,002%	7
Gorizia ^(A)	4,2	0,0	4,2	0,0%	0
Melendugno ^(B)	44,5	26,4	73,7	39,6%	2
Mazara del Vallo ^(B)	103,7	44,3			10
Gela ^(B)	45,0	13,2			2
TOTALE GASDOTTI	294,4	83,8	246,1	28,5%	22
All'1.1.2024					
Passo Gries	59,0	0,0	59,0	0,0%	4
Tarvisio	109,2	0,002	109,2	0,002%	3
Gorizia ^(A)	4,2	0,0	4,2	0,0%	1
Melendugno ^(B)	44,5	26,4	18,7	84,7%	2
Mazara del Vallo ^(B)	103,7	63,7			9
Gela ^(B)	45,0	13,2			2
TOTALE GASDOTTI	294,4	103,3	191,1	35,1%	23

(A) L'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) La capacità massima trasportabile contemporaneamente dai tre punti è pari a 122,0 $M(m^3)/g$.

(C) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e Snam Rete Gas.

Per l'anno termico 2023-2024 la capacità complessiva di trasporto è pari a 294,4 $M(m^3)/giorno$ in considerazione del vincolo dato dalla massima capacità trasportabile da Sud (cioè dai punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno) pari a 122 $M(m^3)/giorno$.

Rispetto all'anno termico precedente (2022-2023), la massima capacità continua contemporaneamente trasportabile nei punti di entrata di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno è scesa a 122 $M(m^3)/g$ (da 126 $M(m^3)/giorno$ dell'anno termico precedente) in ragione dell'entrata in esercizio del nuovo terminale di Piombino, che si connette alla dorsale di trasporto dal Sud Italia tra le centrali di Gallese e Terranuova. Per questo motivo la capacità tecnica di trasporto complessiva, che tiene conto di tale vincolo, è scesa da 298,4 a 294,4 $M(m^3)/giorno$.

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto (compresa quella derivante da conferimenti pluriennali precedenti) sia stata conferita per 83,8 $M(m^3)/giorno$, cioè per il 28,2%, a 22 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, presso i medesimi punti di entrata, al 1° gennaio 2024 la suddetta quota sale al 35,1% per l'incremento delle capacità conferite nei punti meridionali: a Melendugno per 24,6 $M(m^3)/giorno$, a Mazara del Vallo per 19,5 $M(m^3)/giorno$, e a Gela per 10,9 $M(m^3)/giorno$. I conferimenti effettuati nei tre punti di Melendugno, Mazara e Gela occupano l'84,7% della massima capacità trasportabile da Sud, pari a

122 M(m³)/giorno. I volumi di capacità conferita a inizio anno termico sono in forte calo da diversi anni, in parte per il venire meno di contratti a lungo termine, e in parte, probabilmente, a causa di consumi sempre più bassi.

Complessivamente, nell'anno solare 2023, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 673, contro i 595 del 2022, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata, come sempre, del 100%.

Accanto alla capacità di entrata fornita dai gasdotti vi sono poi i punti di entrata della rete in corrispondenza dei terminali di rigassificazione di GNL operanti in Italia, che nel 2023 sono divenuti quattro dopo l'entrata in operatività a luglio della nuova FSRU⁷ Golar Tundra, ormeggiata nel porto di Piombino. Costruita nel 2015 e acquistata da Snam nel 2022, la FSRU ha una capacità di stoccaggio di circa 170.000 m³ e una capacità di rigassificazione di 5 G(m³)/anno. Nella prima metà del 2023 si sono concluse le procedure per il primo conferimento di capacità di rigassificazione su questo terminale per il periodo di 20 anni compreso tra gli anni termici 2023/2024 e 2043/2044, che hanno visto l'assegnazione del 95% della capacità per il periodo 2023/2024-2025/2026 e l'86% della capacità fino al 2044. Il nuovo rigassificatore toscano è entrato in piena operatività nel luglio 2023, quando ha ricevuto un carico di circa 100 M(m³).

Il rigassificatore di Panigaglia (SP) è gestito dalla società GNL Italia del gruppo Snam e ha una capacità di rigassificazione annua di 3,5 G(m³).

La capacità tecnica giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) pari a 26,4 M(m³)/giorno è occupata per 21 M(m³)/g, poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità per 25 anni⁸. Alla fine del 2021, il Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili ha concesso⁹ alla società di aumentare la capacità di rigassificazione dell'impianto nell'*offshore* di Rovigo di 1 G(m³), che è salita dagli iniziali 8 a 9,6 G(m³) all'anno.

Anche la capacità tecnica nel terminale di Livorno, che è anch'esso una FSRU entrata in esercizio nel dicembre 2013 e gestita dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana, è aumentata nel 2023; nel mese di maggio¹⁰ la società è stata infatti autorizzata ad accrescere la capacità massima di rigassificazione annuale che è passata dagli iniziali 3,75 G(m³) agli attuali 5 G(m³)/anno. La società OLT *Offshore* LNG Toscana è posseduta per il 49,07% da Snam, per il 48,24% dal *global asset manager* Igneo Infrastructure Partners e per il 2,69% da Golar LNG, una società di *shipping* specializzata nell'acquisizione, la gestione e il noleggio di navi metaniere e FSRU.

Conferimenti pluriennali

Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, anche nel 2023 le capacità ai punti di interconnessione via gasdotto sono state rese disponibili per il conferimento per i successivi quindici anni termici, a partire dal 2024-2025. Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità presso i punti di entrata della rete nazionale di tipo pluriennale che risultano conferite a partire dal prossimo anno termico, come risultanti a marzo 2024 per i punti di interconnessione via gasdotto.

7 I rigassificatori galleggianti o FSRU (*Floating Storage and Regasification Units*) sono dei terminali in grado di stoccare e rigassificare il gas naturale. Si tratta di navi collocate in prossimità di un'area portuale, in banchina o al largo, che ricevono gas naturale liquefatto da altre navi metaniere e lo rigassificano (ovvero lo portano allo stato gassoso) per poterlo immettere nella rete nazionale di trasporto del gas.

8 Ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE.

9 Con il decreto ministeriale n. 543 del 22 dicembre 2021.

10 Con il decreto emesso il 26 maggio 2023 dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

TAV. 3.7 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale per gli anni termici dal 2024-2025 al 2037-2038 (in M(m³) standard per giorno)

ANNI TERMICI	PUNTI DI ENTRATA						TOTALE
	MAZARA	GELA	MELENDUGNO	TARVISIO	GORIZIA	PASSO GRIES	
2024-2025	8,5	10,9	24,6	-	-	-	44,0
2025-2026	3,2	-	27,5	-	-	-	30,7
2026-2027	-	-	27,5	-	-	-	27,5
2027-2028	-	-	27,5	-	-	-	27,5
2028-2029	-	-	27,5	-	-	-	27,5
2029-2030	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2030-2031	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2031-2032	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2032-2033	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2033-2034	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2034-2035	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2035-2036	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2036-2037	-	-	24,6	-	-	-	24,6
2037-2038	-	-	24,6	-	-	-	24,6

Fonte: Snam Rete Gas.

In tutti gli anni termici considerati la capacità complessiva di trasporto nei gasdotti è pari a 294,4 M(m³)/giorno. Tale capacità è data dalla somma delle capacità dei singoli punti di entrata di Passo Gries, Gorizia, Tarvisio e della capacità massima trasportabile da Sud (122 M(m³)/giorno) considerando il vincolo dato dalla capacità concorrente tra i punti di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno.

I conferimenti risultano effettuati solo nei punti meridionali per i prossimi due anni termici, per i quali risultano riservati rispettivamente 44 e 30,7 M(m³)/giorno. Dall'anno termico 2026-2027 e sino all'anno 2028-2029 è stata allocata una capacità di 27,5 M(m³)/giorno a Melendugno, cioè di circa 3 M(m³)/giorno in più rispetto ai due anni precedenti, conferimenti che sono stati allocati nell'ambito della prima fase delle procedure di espansione del gasdotto. A partire dall'anno termico 2029-2030, con l'eccezione dei 24,6 M(m³)/giorno conferiti a Melendugno, sino all'ultimo anno considerato, la capacità conferita nei gasdotti si azzerava in tutti i punti di entrata. Per quanto riguarda i punti collegati con terminali di rigassificazione, ad aprile 2024 risulta la capacità conferita, tramite le procedure di *third party access*, solo presso il punto di Cavarzere, per l'80% della sua intera capacità fino all'anno termico 2033-2034, mentre gli altri terminali risultano liberi.

Stoccaggio

Lo stoccaggio è il processo mediante il quale è possibile conservare il gas naturale in giacimenti esauriti. Si tratta di un servizio necessario per ottimizzare l'utilizzo della rete nazionale dei gasdotti assicurando al contempo flessibilità di fornitura a fronte di variazioni della domanda (stoccaggio di modulazione o commerciale) e in risposta a situazioni di mancanza/riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema nazionale, per esempio quando si presentano condizioni climatiche estreme o in caso di interruzioni dell'approvvigionamento dai gasdotti (stoccaggio strategico).

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (Tav. 3.8). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esauriti. Dieci delle quindici concessioni di stoccaggio italiano

appartengono alla società Stocaggi Gas Italia, nota come Stogit, interamente posseduta dal gruppo Snam, ma soltanto nove di queste concessioni riguardano siti di stoccaggio attivi: cinque situati in Lombardia, tre in Emilia-Romagna e uno in Abruzzo e Molise.

Vi sono poi tre concessioni che appartengono alla società Edison Stocaggio: in Abruzzo, in Veneto e in Emilia-Romagna. Per quest'ultimo sito, Edison Stocaggio è co-concessionaria al 90%, mentre il restante 10% è di Blugas Infrastrutture, società partecipata da alcune *multiutility* pubbliche attive in Toscana, Emilia-Romagna e Lombardia. L'ultima concessione riguardante un sito attivo è quella di Cornegliano Laudense, in Lombardia, che appartiene a Ital Gas Storage, il cui capitale è stato quasi interamente acquisito nel 2023 da F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture Società di Gestione del Risparmio, la società di gestione del risparmio posseduta da fondazioni bancarie italiane, istituti di credito, casse di previdenza e fondi pensione, fondi sovrani e *asset manager*. L'impianto di stoccaggio è entrato in esercizio nell'anno termico 2019-2020 e ha una capacità che a regime può arrivare a circa 1 G(m³). Le principali novità intervenute nel 2023 riguardano i siti di Ripalta e di Sergnano per i quali il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) ha autorizzato il potenziamento, in considerazione delle criticità per il sistema nazionale del gas derivanti dalle riduzioni dei flussi di gas russo. Stogit è stata quindi autorizzata ad ampliare la capacità di stoccaggio nel giacimento di Ripalta, mediante l'incremento graduale della pressione massima di esercizio fino a raggiungere il 110% della pressione originaria del giacimento. L'autorizzazione è valida fino al 31 dicembre 2026, cioè fino alla scadenza della concessione per lo stoccaggio di Ripalta, "fatte salve eventuali proroghe della validità della concessione stessa". Anche per il sito di Sergnano il Ministero ha autorizzato Stogit ad aumentare la capacità di stoccaggio mediante l'incremento della pressione massima di esercizio, ma in questo caso non oltre il 105%.

TAV. 3.8 Concessioni di stoccaggio in Italia

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	ANNO DI CONFERIMENTO
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia-Romagna	85,88	1997
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	2001
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	1997
Cellino	Edison Stocaggio	100%	Abruzzo	30,38	1984
Collalto	Edison Stocaggio	100%	Veneto	88,95	1994
Cornegliano	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	2011
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia-Romagna	81,61	1997
Cugno Le Macine(A)	Thaleia	100%	Basilicata	48,16	2012
Fiume Treste	Stogit	100%	Abruzzo - Molise	76,79	1982
Minerbio	Stogit	100%	Emilia-Romagna	68,61	1997
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	1997
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia-Romagna	100,15	1997
San Potito e Cotignola	Edison Stocaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia-Romagna	51,76	2009
Sernano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	1997
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	1997

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

Da segnalare anche che nel 2023 il progetto di stoccaggio di Cugno le Macine, finora portato avanti dalla società Geogastock, è stato rilevato da Thaleia, una nuova piattaforma lanciata dal Fondo statunitense Davidson Kempner Capital Management e One33, il suo partner operativo per l'Italia, per acquisire progetti infrastrutturali per la transizione energetica.

Il sistema di stoccaggio del gas italiano comprende una capacità di stoccaggio commerciale, che si riempie durante la stagione estiva, mentre durante la stagione invernale consente prelievi di gas a vantaggio prevalentemente del consumo domestico. Oltre alla capacità commerciale vi è un quantitativo di gas stoccato permanentemente destinato a riserva strategica, utilizzabile in caso di emergenza, cioè solo in caso di lunghe riduzioni degli approvvigionamenti che causino l'esaurimento degli stoccaggi commerciali. L'ampiezza dello stoccaggio strategico, i cui costi vengono suddivisi tra i produttori e gli importatori di gas, è stabilita dal MASE.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito nel marzo 2024, con l'emanazione, da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, del consueto decreto in materia (decreto 28 marzo 2024).

Tale assetto (Tav. 3.9) replica quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2024–2025, pari a 7,861 G(m³); a tale capacità è associato un prodotto con una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svaso;
- la restante capacità, pari a 5,186 G(m³), è associata a prodotti con un profilo di prelievo uniforme nel corso dell'anno o che comunque ampliano l'offerta di flessibilità. Tale capacità è suddivisa in capacità per il servizio di modulazione uniforme, capacità per i servizi di flessibilità e capacità per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni.

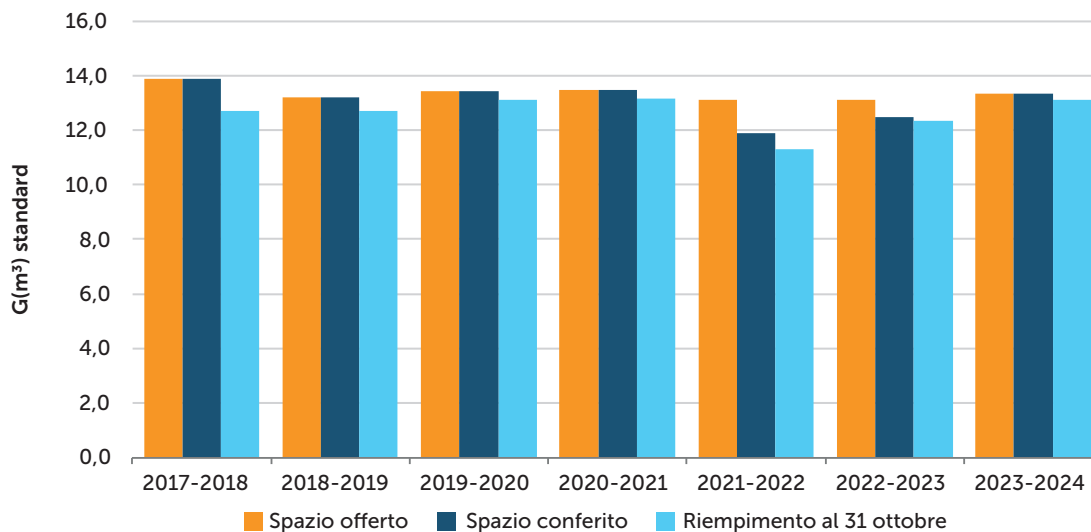
Le modalità di conferimento sono di tre tipi:

- specifiche per le capacità dei servizi di stoccaggio minerario, strategico e di bilanciamento;
- attraverso procedure di asta competitiva;
- attraverso l'allocazione implicita.

TAV. 3.9 Distribuzione dello spazio di stoccaggio offerto negli anni termici 2023-2024 e 2024-2025 (in M(Sm³))

SERVIZIO	PRODOTTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2023-2024	2024-2025
Minerario	Definito da MASE	109	137
Bilanciamento trasporto	A richiesta	50	50
Modulazione di punta	Annuale	7.841	7.861
Modulazione uniforme	Annuale	4.093	4.126
Modulazione uniforme	Pluriennale	1.005	1.000
Modulazione uniforme	Flessibilità	73	60
Strategico	Definito da MASE	4.620	4.620
TOTALE		17.791	17.854

Fonte: ARERA.

FIG. 3.10 Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici

Fonte: Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Nell'anno termico 2023-2024, che si è concluso il 31 marzo 2024, lo spazio offerto ad asta è stato conferito per il 100% (Fig. 3.10). Al 31 ottobre 2023 il riempimento degli stoccaggi era pari a 13,1 G(m³). La punta nominale massima di erogazione raggiunta nell'anno è stata di 260 M(m³) standard/giorno: 247,5 M(m³)/g negli stoccaggi Stogit, 9,01 M(m³)/g in quelli di Edison Stoccaggio e 3,47 M(m³)/g in quelli di Ital Gas Storage.

Più in dettaglio, nel complesso, nell'anno termico 2023-2024, la capacità di stoccaggio è stata conferita per i servizi di durata almeno annuale a 71 operatori, di cui:

- 62 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione di punta;
- 45 utenti hanno acquistato il servizio di modulazione uniforme;
- 7 utenti hanno acquistato servizi di flessibilità;
- 1 utente ha acquistato il servizio di bilanciamento;
- nessun utente ha sottoscritto il servizio di stoccaggio minerario.

In termini di numerosità di prodotti sottoscritti:

- 34 utenti hanno acquistato solo 1 prodotto;
- 30 utenti hanno acquistato 2 prodotti;
- 7 utenti hanno acquistato 3 prodotti.

In termini di durata del conferimento:

- 14 utenti hanno capacità per il servizio pluriennale, acquistata nell'anno termico 2023-2024 e/o in quello precedente;
- 71 utenti hanno acquistato capacità annuale.

Nell'anno termico 2023-2024, i volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi sono risultati pari a:

- circa 13,7 G(m³), di cui 6,7 in erogazione e 7 in iniezione per Stogit;
- poco più di 1,5 G(m³), di cui circa 0,77 in erogazione e 0,77 in iniezione per Edison Stoccaggio;
- poco più di 0,45 G(m³), di cui circa 0,21 in erogazione e 0,24 in iniezione per Ital Gas Storage.

Distribuzione

Come negli anni scorsi, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nel 2023 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria l'anno precedente per il 2022. Nelle pagine che seguono devono quindi essere considerati provvisori tutti i dati riguardanti il 2023.

Ogni anno il questionario viene somministrato sia alle imprese presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente, sia a quelle che, pur non essendo più attive a tale data, avevano fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima, per ottenere la conferma o la rettifica dei dati inviati. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti a 193 imprese, 190 delle quali hanno risposto¹¹.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere le operazioni societarie che hanno interessato gli esercenti nel 2023.

Dopo i cambi di gestore del servizio avvenuti nel 2022 in molte località, che hanno comportato tra l'altro la prima aggiudicazione di gara per l'affidamento del servizio di un'area metropolitana a un operatore diverso dal gestore uscente¹², anche nel 2023 vi sono state molteplici operazioni di cessione/acquisizione relative all'attività di distribuzione gas. In particolare:

- il 1° gennaio 2023 V-Reti (Gruppo Agsm Aim), in esito a gara per l'affidamento del servizio, ha acquisito dal Comune di Nanto (VI) l'attività nel territorio comunale;
- il 1° gennaio 2023, all'interno del Gruppo Iren, la società iReti Gas ha acquisito l'attività da iReti;
- il 1° febbraio 2023, all'interno del Gruppo Ascopiave, la società Romeo 2 ha acquisito l'attività da Edigas relativa a due comuni emiliani;
- il 1° febbraio 2023 iReti Gas (gruppo Iren) ha acquisito da Romeo Gas (gruppo Ascopiave) l'attività per due Comuni in provincia di Savona (Albenga e Ceriale) e altri nove in provincia di Vercelli (Albano Vercellese, Carisio, Greggio, Olcenengo, Oldenico, San Germano Vercellese frazione Strella, Quinto Vercellese, Tronzano Vercellese, Villarboit);
- il 1° febbraio 2023 iReti Gas (gruppo Iren) ha acquisito da Romeo 2 (gruppo Ascopiave) l'attività relativa ai comuni di Pontenure (PC) e Solignano (PR);
- il 1° aprile 2023 AcegasApsAmga, in esito a gara per l'affidamento del servizio, ha acquisito da 2i Rete Gas l'attività nel Comune di Mortegliano (UD);
- il 1° aprile 2023 AcegasApsAmga ha acquisito da Serenissima Gas (Gruppo Ascopiave) l'attività relativa a quattro Comuni in provincia di Udine (Flaibano, Basiliano, Lestizza, Mereto Di Tomba);
- il 10 luglio 2023 Vent ha acquisito da Metano Mobile l'attività nel Comune di Fiamignano (RI);
- il 1° settembre 2023 Condotte Nord ha acquisito da Coop Pomilia Gas l'attività nel Comune di Almenno San Bartolomeo (BG).

Vi sono state inoltre le seguenti altre variazioni societarie:

- il 1° maggio 2023 Molise Gestioni ha incorporato AMG;
- il 1° luglio 2023, all'interno del Gruppo 3B Holding, Badano Gas ha incorporato Badano Gas Distribuzione;

¹¹ Non hanno risposto all'Indagine le società Nuceria Distribuzione Gas, Metano Mobile (relativamente al 2022) e Vergas.

¹² Si tratta dell'aggiudicazione da parte di 2i Rete Gas della gara per l'affidamento del servizio dell'Ambito Territoriale Ottimale NAPOLI 1, comprendente, oltre al capoluogo campano, i comuni di Ercolano, Portici, San Giorgio Cremano, Torre Annunziata e Torre del Greco, gestiti in precedenza da Italgas Reti S.p.A.

- il 1° dicembre 2023 Energetica ha incorporato la controllata Energie des Alpes.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2023, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.10), mostra in primo luogo l'importanza degli enti pubblici, che risultano possedere il 33,5% delle quote delle società di distribuzione, in lieve diminuzione rispetto all'anno precedente, mentre presentano un calo più significativo (-0,6%) le imprese energetiche locali (12,3%) e le imprese energetiche nazionali (13,9%).

TAV. 3.10 *Composizione societaria dei distributori: quote del capitale sociale delle società di distribuzione*

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2022	2023
Enti pubblici	33,6%	33,5%
Imprese energetiche locali	12,9%	12,3%
Imprese energetiche nazionali	14,5%	13,9%
Imprese energetiche estere	0,4%	0,4%
Società diverse	25,6%	27,8%
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
Istituti finanziari esteri	0,3%	0,3%
Mercato	0,0%	0,0%
Persone fisiche	12,5%	11,7%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Risultano invariate le quote delle altre categorie (imprese energetiche estere, 0,4%, istituti finanziari esteri, 0,3%, istituti finanziari nazionali, 0,1%), mentre prosegue la diminuzione delle quote delle persone fisiche (da 12,5% all'11,7%). I cali elencati sono compensati dalla crescita delle società diverse dalle precedenti (dal 25,6% al 27,8%). I soggetti esteri provengono dal Lussemburgo (partecipazioni in 2i Rete Gas e Mediterranea Energia Ambiente), dall'Olanda (quote di Liquigas), dalla Francia (partecipazioni in Compagnia Ricerche Metano e Liquigas) e dall'Austria (partecipazioni in Südtirolgas).

TAV. 3.11 *Attività dei distributori nel periodo 2013-2023*

OPERATORI ^(A)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
NUMERO	228	228	226	218	210	208	197	193	186	186	186
Molto grandi	7	8	8	8	7	7	7	6	6	6	6
Grandi	26	22	22	20	20	19	19	22	22	22	22
Medi	20	20	22	22	22	22	21	19	20	20	20
Piccoli	115	117	114	110	104	101	97	96	89	91	91
Piccolissimi	60	61	60	58	57	59	53	50	49	47	47
VOLUME DISTRIBUITO M(m³)	34.241	29.470	31.184	31.078	31.654	32.116	31.243	30.075	32.247	28.299	25.617
Molto grandi	19.553	17.414	18.375	19.511	19.967	32.188	20.189	18.585	19.967	17.842	15.986
Grandi	8.682	6.754	7.099	5.843	5.941	20.523	5.816	6.814	7.512	6.263	5.765
Medi	2.227	2.020	2.228	2.240	2.407	6.059	2.254	1.878	1.926	1.734	1.596

(segue)

OPERATORI ^(A)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Piccoli	3.578	3.105	3.297	3.290	3.141	2.446	2.804	2.643	2.691	2.328	2.153
Piccolissimi	202	176	184	194	198	2.968	180	154	151	131	117

(A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti. Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000. Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000. Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000. Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti. Il numero degli operatori attivi è dato dal numero dei rispondenti all'Indagine annuale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2023 la suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti mostra la medesima situazione dell'anno precedente: 6 distributori molto grandi (oltre 500.000 clienti), 22 distributori grandi (numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 20 distributori medi (50.000-100.000 clienti), 91 piccoli (5.000-50.000 clienti) e 47 piccolissimi (meno di 5.000 clienti) (Tav. 3.11).

I volumi complessivamente distribuiti sono diminuiti del 9,5% rispetto all'anno precedente e di oltre il 20% nell'ultimo biennio, scendendo ai livelli della metà degli anni '90. Anche se il numero delle imprese con più di 100.000 clienti è sceso nell'ultimo decennio (28 unità, dalle 33 che si registravano nel 2013), la quota di queste società è rimasta sostanzialmente stabile intorno all'82% fino al 2018, per poi salire gradualmente all'85% nel 2021. Le medie imprese sono rimaste praticamente invariate sia in termini di numero (circa venti unità) che di volumi distribuiti (poco più del 6%), mentre le piccole e le piccolissime imprese hanno ridotto sensibilmente sia la loro numerosità (da 175 a 138) sia la quota di volumi erogati (dall'11% all'8,9%).

TAV. 3.12 Attività di distribuzione per regione nel 2023 (volumi in $M(m^3)$, clienti in migliaia, volumi unitari in m^3)

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Piemonte	1.084	899	26	1.917	2.821	11,0%	8,8%	1.472
Valle d'Aosta	25	1	1	22	34	0,1%	0,1%	1.566
Lombardia	1.597	1.375	45	4.467	6.658	26,0%	20,4%	1.491
Trentino-Alto Adige	169	192	10	269	592	2,3%	1,2%	2.199
Veneto	655	560	22	2.059	3.247	12,7%	9,4%	1.577
Friuli-Venezia Giulia	198	142	9	510	699	2,7%	2,3%	1.370
Liguria	162	156	7	829	632	2,5%	3,8%	763
Emilia-Romagna	384	316	18	2.127	3.192	12,5%	9,7%	1.501
Toscana	252	247	9	1.530	1.781	7,0%	7,0%	1.164
Umbria	95	80	10	335	388	1,5%	1,5%	1.157
Marche	228	196	27	640	698	2,7%	2,9%	1.091
Lazio	339	312	11	2.191	1.558	6,1%	10,0%	711
Abruzzo	310	289	21	615	554	2,2%	2,8%	901
Molise	137	133	8	121	101	0,4%	0,6%	837
Campania	485	464	14	1.312	842	3,3%	6,0%	642
Puglia	262	256	10	1.316	875	3,4%	6,0%	665

(segue)

REGIONE	COMUNI SERVITI	NUMERO CONCESSIONI	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	VOLUMI EROGATI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI	VOLUMI UNITARI
Basilicata	132	129	9	194	177	0,7%	0,9%	910
Calabria	387	393	6	394	233	0,9%	1,8%	591
Sicilia	361	341	12	1.029	534	2,1%	4,7%	519
Sardegna	97	97	1	15	2	0,0%	0,1%	145
ITALIA	7.359	6.578	-	21.890	25.617	100,0%	100,0%	1.170

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli operatori attivi nel 2023 hanno distribuito complessivamente 25,6 G(m³), con una diminuzione di ben 2,7 G(m³) rispetto all'anno precedente, a 21,9 milioni di clienti finali (individuati mediante il numero dei gruppi di misura attivi). Il servizio è stato gestito attraverso 6.578 concessioni in 7.359 comuni (Tav. 3.12).

Non emergono significativi elementi di novità dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, le grandi Regioni del Nord (Lombardia, Emilia-Romagna, Veneto e Piemonte), nelle quali viene distribuito il 62,1% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,7%, mentre il restante 18,1% viene distribuito nelle altre parti d'Italia, con quote regionali inferiori al 3%.

Anche il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene erogato il 69,8% del gas distribuito a livello nazionale a 12,2 milioni di clienti (il 55,7% del totale nazionale); seguono il Centro con il 19,8%, erogato a 5,4 milioni di clienti (il 24,8% del totale) e infine il Sud e le Isole, con il 10,4% del gas distribuito a 4,3 milioni di clienti (il 19,5% del totale nazionale).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale distribuzione gas dell'Autorità, nel 2023 sono state metanizzate 17 nuove località, di cui 11 rifornite da serbatoi di GNL.

TAV. 3.13 Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2023 (numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km)

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Piemonte	837	7.164	108	13.018	11.842	94,9%	4,5%
Valle d'Aosta	5	58	0	201	203	98,6%	0,8%
Lombardia	1.811	16.776	138	15.307	33.379	79,7%	16,3%
Trentino-Alto Adige	235	21.678	198	2.329	2.251	92,2%	7,5%
Veneto	697	14.606	268	11.626	19.256	80,1%	19,5%
Friuli-Venezia Giulia	131	1.953	5	2.332	5.293	68,7%	30,7%
Liguria	83	2.931	5	2.207	4.074	98,0%	1,7%
Emilia-Romagna	508	7.646	208	17.776	13.274	75,9%	23,9%
Toscana	331	10.145	203	6.983	10.131	87,5%	12,5%
Umbria	188	1.966	101	2.087	3.437	59,5%	40,5%

(segue)

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE
Marche	133	2.395	21	4.759	4.797	61,7%	29,7%
Lazio	336	2.345	180	7.908	8.066	66,2%	33,8%
Abruzzo	215	2.150	4	5.132	5.169	76,7%	23,1%
Molise	96	431	1	1.237	1.203	86,2%	13,7%
Campania	360	6.063	58	5.187	8.602	83,8%	15,7%
Puglia	246	1.897	116	3.788	8.969	92,2%	7,7%
Basilicata	114	480	1	1.123	1.678	55,5%	43,9%
Calabria	266	920	53	4.345	3.685	92,0%	7,9%
Sicilia	222	1.764	129	5.507	9.175	94,9%	4,8%
Sardegna	67	45	0	1.533	548	100,0%	0,0%
ITALIA	6.881	103.413	1.797	114.383	155.031	81,5%	17,3%
di cui non in funzione	-	-	9	215	77	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 271.212 km di rete (di cui, nel 2023, 301 non in funzione): il 57,1% in bassa pressione, il 42,2% in media pressione e lo 0,7% in alta pressione (Tav. 3.13). La lunghezza delle reti è cresciuta di circa 3 migliaia di km rispetto al 2022. Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di 6.881 cabine e 103.413 gruppi di riduzione finale. Il 57,3% delle reti (155.297 km) è collocato al Nord, il 22,6% al Centro (61.419 km) e il restante 20,1% (54.496 km) si trova al Sud e nelle Isole.

Mediamente i distributori possiedono l'81,5% delle reti che gestiscono, mentre i comuni ne possiedono il 17,3%. Le quote di proprietà variano sensibilmente da regione a regione. Occorre comunque ricordare che esistono soggetti, diversi dal distributore e dal comune, cui le reti possono appartenere: per questo la somma delle due percentuali può differire dal 100%.

La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso (Tav. 3.14), di seguito illustrata, viene effettuata sulla base delle categorie entrate in vigore nel 2013. Definite nell'ambito della riforma del *settlement*¹³, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas dai clienti finali i cui consumi non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili temporali di consumo standard.

Oltre la metà dei clienti (il 50,6%) utilizza il gas sia per il riscaldamento sia per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale categoria, che preleva quasi la metà (42,9%) del gas complessivamente distribuito in Italia, ha un consumo unitario di 992 m³/anno, inferiore del 4,4% a quello rilevato per il 2022 (1.038 m³).

La seconda tipologia più diffusa tra i clienti (46,65%) è la C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questa categoria è risultato pari all'8,5% del totale, per un consumo unitario di 213 m³, in aumento (+4,4%) rispetto all'anno precedente (204 m³).

13 Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

TAV. 3.14 Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2023 (quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31 dicembre e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in m³)

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTI	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	1,34%	18,73%	16 398
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	46,65%	8,49%	213
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	50,64%	42,93%	992
C4	Uso condizionamento	0,04%	0,03%	706
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,10%	0,14%	1 732
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,09%	4,76%	63 932
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,15%	24,92%	25 282
	TOTALE	100.0%	100.0%	1 170

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli utilizzatori del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1), perlopiù impianti termici centralizzati, sono una piccola quota dei clienti totali (1,34%), ma assorbono quasi un quinto del gas distribuito (18,7%), con un consumo unitario di 16.398 m³ che presenta una sensibile diminuzione (-7%) rispetto all'anno precedente (17.624 m³), il quale spiega anche il calo nei riscaldamenti individuali. Le aziende con usi tecnologici (artigianali e industriali) rappresentano solo lo 0,1% dei clienti e il 4,76% dei prelievi; il loro consumo unitario, ovviamente elevato, è pari a 63.932 m³, anch'esso in calo (-7,2%) rispetto all'anno precedente (68.857 m³). Un quarto del gas distribuito (il 24,92%) viene impiegato da soggetti aventi usi sia tecnologici sia di riscaldamento (codice T2), il cui consumo medio è pari a 25.282 m³, anch'esso in diminuzione (-5%) rispetto al 2022 (26.613 m³). Rimangono estremamente marginali gli utilizzi per condizionamento, pari allo 0,04% dei clienti e allo 0,03% dei volumi assorbiti. Infine, considerando l'insieme di tutte le categorie sopra descritte, emerge un consumo *pro capite* medio di 1.170 m³/anno, in diminuzione del 9,4% rispetto ai 1.292 m³ rilevati per il 2022, a loro volta in netta diminuzione (-11,7%); pertanto, nell'arco di un solo biennio vi è stato un calo di oltre il 20% nei consumi unitari.

La tavola 3.15 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi in base all'entità del prelievo annuo. Le prime due classi, che, data l'esiguità del consumo (al massimo pari a 480 m³ all'anno), riguardano principalmente consumi di prima necessità, comprendono più della metà dei clienti (52,65%), ma assorbono solo l'8,7% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di clienti (39,46%) sia di volumi (29%) è quella relativa ai consumi tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto nei dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e per la produzione di acqua calda o la cucina. I riscaldamenti centralizzati e gli usi produttivi del gas sono prevalentemente compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente poco popolate (tutte insieme annoverano solo l'1,58% dei clienti), assorbono la metà del gas complessivamente distribuito (49,8%).

TAV. 3.15 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2023 in migliaia; volumi prelevati in M(m³))

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA ATTIVI	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA ATTIVI	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	8.501	6.815	4.656	211	21,27%	0,8%
121-480	6.963	6.952	6.869	2.025	31,38%	7,9%
481-1.560	8.714	8.700	8.639	7.436	39,46%	29,0%
1.561-5.000	1.388	1.387	1.381	3.178	6,31%	12,4%
5.001-80.000	332	331	329	4.875	1,51%	19,0%
80.001-200.000	9	9	9	1.133	0,04%	4,4%
200.001-1.000.000	5	5	5	2.235	0,02%	8,7%
Oltre 1.000.000	2	2	2	4.524	0,01%	17,7%
TOTALE	25.914	24.202	21.890	25.617	100,00%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola le quote dei clienti per ciascuna classe di prelievo sono calcolate in base al numero dei gruppi di misura attivi¹⁴. Considerando il numero totale dei gruppi di misura installati, si ottiene un valore più elevato di circa 2,3 milioni di unità, condensate (93,4%) nella fascia di prelievo più piccola, mentre se si considera il numero complessivo di punti di riconsegna¹⁵, si ottiene un ulteriore ampliamento della platea di circa 1,7 milioni di unità, ancora più concentrate (98,5%) nella prima fascia di prelievo. Dove non diversamente specificato, nel paragrafo i clienti sono conteggiati in termini di gruppi di misura attivi.

La tavola 3.16 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e dei punti di misura dei clienti, suddivisi per fascia di consumo annuo e per le diverse tipologie settoriali individuate nel Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)¹⁶. Nel 2023 sono presenti nel settore 20,5 milioni di clienti domestici che hanno prelevato 11,85 miliardi di m³, ovvero il 46,3% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del domestico in senso stretto si aggiungono quelli dei condomini domestici, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 53,8% di tutto il gas distribuito in Italia e il 94,5% dei clienti totali.

¹⁴ Il gruppo di misura (GdM), o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, la misura del gas e il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

¹⁵ Il punto di riconsegna è l'elemento di confine tra l'impianto di distribuzione dell'impresa e l'impianto interno del cliente finale, nel quale può essere installato il gruppo di misura.

¹⁶ Allegato alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

TAV. 3.16 Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso (punti di riconsegna e gruppi di misura al 31 dicembre 2023 in migliaia; volumi prelevati in M(m³))

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	GRUPPI DI MISURA ATTIVI				VOLUMI			
	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI
0-120	4.471,1	11,0	10,1	163,8	205	0	0,2	5
121-480	6.640,3	10,5	7,1	210,8	1.955	3	2	65
481-1.560	8.258,7	18,2	12,7	349,0	7.082	18	12	324
1.561-5.000	1.094,4	41,9	14,5	230,4	2.339	140	44	655
5.001-80.000	22,9	108,3	20,1	178,2	192	1.601	335	2.747
80.001-200.000	0,3	1,1	0,7	7,3	28	120	91	895
200.001-1.000.000	0,0	0,1	0,4	4,7	10	47	166	2.012
Oltre 1.000.000	0,0	0,0	0,1	1,5	43	2	297	4.182
TOTALE	20.487,8	191,1	65,8	1.145,8	11.855	1.930	948	10.884

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Poco meno di un miliardo di metri cubi (il 3,7% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico (0,3% dei clienti), definite come strutture pubbliche o private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. I consumatori rimanenti ("altri usi") rappresentano il 5,2% dei clienti e il 42,5% dei volumi distribuiti. I consumi *pro capite* che emergono da questi dati sono compatibili con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 579 m³ per i clienti domestici, 10.100 m³ per i condomini, 14.413 m³ per le attività di servizio pubblico e 9.500 m³ per gli "altri usi". Nell'ambito dei domestici (in senso stretto), la classe di consumo più popolata è quella da 481 a 1.560 m³/anno: vi ricade il 40,3% dei clienti e il 59,7% dei volumi, con un consumo medio unitario di 858 m³/anno. Segue la classe inferiore (121-480 m³/anno), con il 32,4% dei clienti ma solo il 16,5% dei volumi, mentre risulta ancora meno rilevante la prima classe (0-120 m³/anno), che pur annoverando oltre un quinto dei clienti domestici (21,8%) assorbe solo l'1,7% dei consumi degli stessi. Per quanto riguarda i condomini con uso domestico, la maggior parte (56,7%) ricade nella classe di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che assorbe ben l'82,9% dei volumi prelevati da questa seconda categoria, per un consumo unitario di 14.783 m³/anno. Nella medesima classe di consumo ricade anche la quota maggiore (30,5%) delle utenze relative ad attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 35,4% del gas utilizzato da questa categoria. Infine, per quanto riguarda la tipologia residuale "altri usi", la classe di consumo principale in termini di numerosità (30,5%) è la terza (da 481 a 1.560 m³/anno), ma assorbe solo il 3% dei consumi di questi clienti; più rilevante la classe da 5.000 a 80.000 m³/anno, con il 15,6% dei clienti, il 25,2% dei volumi e un consumo unitario prossimo a quello dei riscaldamenti centralizzati (15.415 m³), mentre considerando i volumi si rileva la prevalenza (38,4%) della fascia più grande (oltre 1 milione di m³), a cui corrisponde un consumo *pro capite* di 2,8 milioni di m³/anno.

TAV. 3.17 Distribuzione di gas naturale per tipologia di cliente e regione nel 2023 (clienti in migliaia e volumi in M(m³))

REGIONE	USO DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.794,0	1.105,5	16,7	308,6	5,8	74,3	100,3	1.332,8
Valle d'Aosta	20,4	14,1	0,2	6,1	0,1	3,4	1,1	10,7
Lombardia	4.180,7	2.859,9	39,0	705,3	13,4	208,9	233,8	2.992,5
Trentino-Alto Adige	252,0	151,7	2,4	62,8	0,8	39,1	14,1	338,8
Veneto	1.926,8	1.363,8	18,0	117,0	6,2	91,0	107,8	1.566,6
Friuli-Venezia Giulia	477,5	318,9	4,5	48,0	1,5	43,9	26,7	287,9
Liguria	776,0	293,1	7,2	131,0	2,5	14,8	43,4	193,6
Emilia-Romagna	1.990,5	1.371,0	18,6	194,3	6,4	86,5	111,3	1.539,9
Toscana	1.432,2	846,2	13,4	77,6	4,6	71,9	80,1	785,2
Umbria	313,7	175,5	2,9	13,7	1,0	16,1	17,5	182,3
Marche	599,1	388,4	5,6	17,6	1,9	25,1	33,5	267,0
Lazio	2.050,2	799,4	19,1	187,8	6,6	100,3	114,7	470,1
Abruzzo	575,3	318,1	5,4	14,3	1,8	23,7	32,2	197,8
Molise	113,1	64,5	1,1	4,1	0,4	3,9	6,3	28,5
Campania	1.227,7	493,9	11,5	16,9	3,9	52,8	68,7	278,4
Puglia	1.231,5	621,0	11,5	11,1	4,0	40,9	68,9	202,1
Basilicata	181,5	126,3	1,7	5,5	0,6	14,5	10,1	30,2
Calabria	368,5	166,0	3,4	1,8	1,2	12,5	20,6	52,3
Sicilia	963,4	376,2	9,0	6,7	3,1	24,0	53,9	127,2
Sardegna	13,7	1,4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,8	0,6
ITALIA	20.487,8	11.854,7	191,1	1.930,4	65,8	947,6	1.145,8	10.884,4

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico (Tav. 3.17) consente di apprezzare come i valori medi visti per l'Italia nel suo complesso siano in realtà abbastanza differenziati territorialmente, con consumi unitari medi che – per il complesso delle tipologie di clienti – al Nord (1.465 m³) sono oltre il doppio (2,34 volte) di quelli osservati al Sud e nelle Isole (625 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (935 m³). La variabilità climatica del territorio italiano, le differenze urbanistiche e il diverso grado di metanizzazione delle varie aree del Paese spiegano gran parte della eterogeneità nei prelievi regionali di gas.

Le diversità indicate si riscontrano per tutte le categorie di clienti considerate. La differenziazione è massima per i condomini, che consumano in media 14.767 m³ al Nord, 6.646 m³ al Centro e 1.134 m³ al Sud, anche a causa della diversità nel parco edilizio. Seguono i divari mostrati dalle attività produttive ("altri usi"), con 12.940 m³ al Nord, 6.792 m³ al Centro e 3.099 m³ al Sud, per effetto della differente presenza sul territorio di imprese di taglia medio-piccola, tipicamente servite dalle reti di distribuzione. Più contenuta la variabilità dei domestici, i cui consumi *pro capite* sono di 655 m³ al Nord, 510 m³ al Centro e 448 m³ al Sud. Una differenziazione ancora meno marcata emerge per le attività di servizio pubblico, con consumi unitari di 15.336 m³ al Nord, 14.772 m³ al Centro e 11.311 m³ al Sud.

TAV. 3.18 Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2023 per classe di misuratore (numero di gruppi di misura in migliaia; prelievi in M(m³))

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI	TOTALE GRUPPI DI MISURA	VOLUMI
ELETTRONICI					
Fino a G6	8.282,1	3.696,7	7.752,0	19.730,9	10.675
G6	149,6	59,7	83,8	293,1	602
Da G6 a G25	140,2	58,8	60,7	259,7	1.406
G25	45,8	30,2	26,2	102,2	1.090
G40	22,6	16,7	15,1	54,4	987
Oltre G40	26,4	18,9	21,9	67,1	8.882
Totale elettronici	8.666,8	3.881,0	7.959,6	20.507,4	23.643
TRADIZIONALI					
Fino a G6	1.479,8	459,3	1.580,4	3.519,5	1.552
G6	67,0	24,8	66,4	158,2	174
Da G6 a G25	4,7	2,0	3,4	10,0	20
G25	1,0	0,6	1,0	2,6	13
G40	0,7	0,3	0,6	1,6	17
Oltre G40	0,9	0,5	1,3	2,6	198
Totale tradizionali	1.554,1	487,4	1.653,1	3.694,6	1.974
TOTALE GRUPPI DI MISURA	10.220,9	4.368,5	9.612,7	24.202,0	25.617

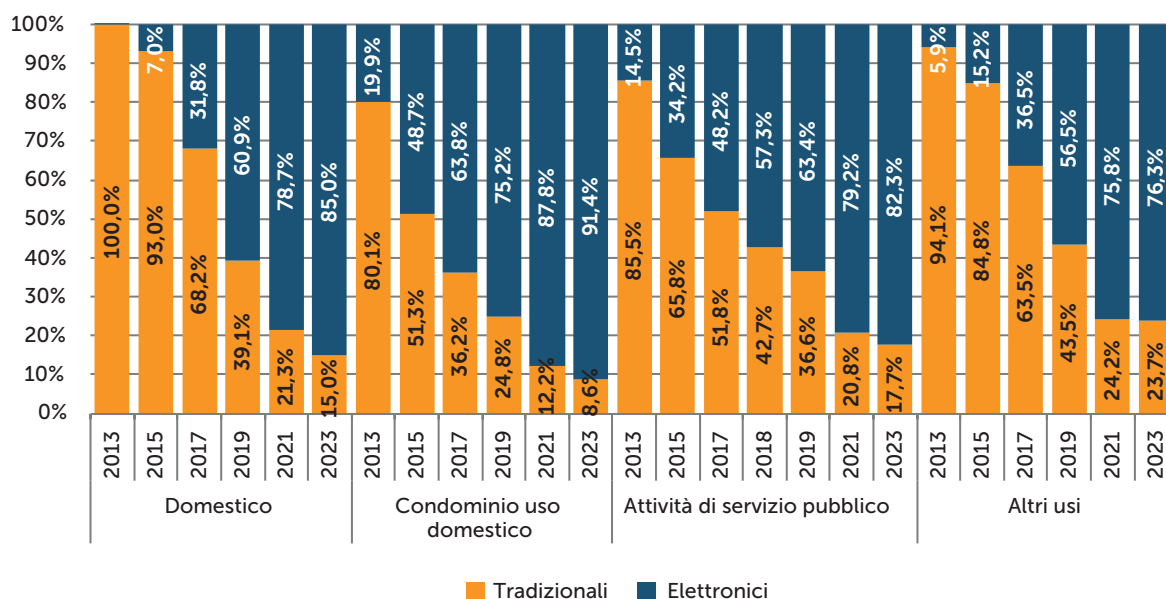
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.18 mostra la tecnologia dei gruppi di misura del gas, con la ripartizione della loro numerosità¹⁷ tra le principali tipologie al 31 dicembre 2023, evidenziando anche il loro grado di accessibilità fisica¹⁸. Per quanto riguarda i gruppi di misura tradizionali, che per raccogliere il dato di misura dei consumi hanno bisogno di una visita in loco, la quota direttamente accessibile per il personale incaricato delle rilevazioni è pari al 42%. Anche per ovviare alle difficoltà di accesso, l'Autorità ha disciplinato la graduale sostituzione degli apparecchi tradizionali con gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è intervenuta rivedendo le tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue, anche se a ritmi inferiori al passato. Nel corso del 2023 il loro numero è aumentato del 5%, grazie all'installazione di circa 1 milione di apparecchi, quasi tutti (97%) di piccola taglia, ovvero fino alla classe G4. Alla fine del 2023 risulta dotato di misuratore elettronico del gas l'81,4% dei clienti; primeggiano come sempre i condomini, con il 91,4%, mentre risultano lievemente più indietro (79,7%) i clienti con altri usi (Fig. 3.11).

¹⁷ Numero totale, comprensivo dei gruppi di misura non attivi.

¹⁸ La definizione di "accessibile", "non accessibile" o "parzialmente accessibile" dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

FIG. 3.11 Gruppi di misura elettronici e tradizionali installati dal 2013 per tipologia di cliente


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'attività di rilevazione dei dati di misura svolta dai distributori è riassunta nella tavola 3.19 che descrive la ripartizione percentuale dei clienti, distinti per classe di consumo annuo, in base alla frequenza della rilevazione dei loro consumi. La numerosità dei tentativi di raccolta dei dati di misura dipende dall'entità del consumo annuo del cliente: la lettura più frequente, giornaliera o mensile, è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i consumatori più piccoli sono oggetto di rilevazioni a intervalli plurimensili o annuali.

TAV. 3.19 Attività di misura degli utenti, distinti per classe di consumo annuo, nel 2023

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m ³)	GRUPPI DI MISURA CON RILEVAZIONE						
	1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO	PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	MENSILE	GIORNALIERA	TOTALE
0 - 500	84,5%	4,2%	6,4%	3,8%	0,1%	1,0%	100,0%
501 - 1.500	2,2%	30,9%	62,8%	2,5%	0,1%	1,5%	100,0%
1.501 - 5.000	0,5%	7,2%	80,3%	6,3%	0,6%	5,1%	100,0%
>5.000	0,2%	0,3%	1,2%	0,2%	27,8%	70,4%	100,0%
TOTALE	39,5%	15,7%	37,9%	3,5%	0,6%	2,9%	100,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I clienti con consumi molto contenuti (fino a 500 m³/anno) sono quasi tutti (84,5%) oggetto di un solo tentativo di rilevazione all'anno; solo piccole percentuali degli stessi hanno avuto rilevazioni più frequenti. La maggioranza assoluta (62,8%) dei clienti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³ è stata oggetto di rilevazione quadrimestrale, mentre circa un terzo (30,9%) ha avuto rilevazioni semestrali (due volte l'anno). Più di quattro quinti (80,3%) dei clienti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) ha avuto lettura quadrimestrale (tre volte l'anno) e la quota di tali clienti con minore frequenza di lettura (meno dell'8%) è più che compensata da quella con frequenza più elevata (circa il 12%). Ancora migliori e completamente diverse le tempistiche per i clienti più grandi (oltre 5.000 m³/anno): oltre un quarto (27,8%) ha rilevazione mensile e più di due terzi (70,4%) ha la rilevazione quotidiana (realizzata ovviamente con strumentazione elettronica).

Esaminando i totali, si può osservare che la misura giornaliera riguarda il 2,9% dei clienti (che consumano, però, il 44,4% dei volumi di gas distribuiti); la rilevazione a cadenza mensile avviene per lo 0,6% dei consumatori (6,8% dei volumi distribuiti); i clienti con un numero di letture inferiore a 12, ma superiore a 3, sono il 3,5% (1,9% dei consumi); la rilevazione semestrale (2 volte all'anno) riguarda il 15,7% dei clienti (10,3% dei volumi), mentre infine la rilevazione annuale riguarda ancora due quinti dei clienti (39,5%), che assorbono però solo il 6,4% dei consumi.

La tavola 3.20 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno operato nel 2023 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente.

I soggetti sono gli stessi dell'anno precedente, vi è solo qualche lieve cambio in graduatoria nelle ultime posizioni. Il gruppo Italgas occupa, come di consueto, il primo posto, con una quota del 27,1%, in diminuzione di 1,3 punti rispetto al 2022. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera e in settori collegati, il secondo gruppo, che è 2i Rete Gas, segue con una quota non molto distante, il 20,3%, in lieve aumento (0,2 punti). Nel corso del tempo tale gruppo (già Enel Rete Gas) ha acquisito o incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas nel 2013, Genia Distribuzione Gas nel 2014, GP Gas nel 2015, Nedgia nel 2018 e Powergas Distribuzione nel 2021. Seguono A2A e Hera, che confermano quote intorno all'8%, dopodiché si trovano Ascopiave e Iren, con quest'ultima che presenta un incremento rispetto all'anno precedente (+0,3%), anche in seguito alle acquisizioni descritte in precedenza. I gruppi che seguono hanno volumi inferiori alla soglia del miliardo di m³ e, così come i precedenti, quelli fino al tredicesimo posto confermano la graduatoria dell'anno precedente. Tra i successivi, tutti con quote sostanzialmente invariate e ampiamente inferiori all'1%, Gas Plus e Sime Crema scalano una posizione a scapito di Gas Rimini, che ne perde due, mentre Lucca Holding sale di una posizione, a scapito di Gruppo Amga Legnano.

TAV. 3.20 *Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2023 (volumi in M(m³))*

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Italgas	6.931	27,1%	1°
2i Rete Gas	5.201	20,3%	2°
Hera	2.078	8,1%	3°
A2A	2.024	7,9%	4°
Ascopiave	1.407	5,5%	5°
Iren	1.156	4,5%	6°
Estra	699	2,7%	7°
AgsM Aim	501	2,0%	8°
Acinque	419	1,6%	9°
Eg Holding	101	0,4%	10°
Dolomiti Energia	349	1,4%	11°
Gruppo Enercom	264	1,0%	12°
Aimag	247	1,0%	13°
Gas Plus	210	0,8%	15°
Sime Crema	190	0,7%	16°
Gas Rimini	190	0,7%	14°

(segue)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Selfin	171	0,7%	17°
Lucca Holding	190	0,7%	19°
Gruppo Amga Legnano	151	0,6%	18°
Marche Multiservizi	151	0,6%	20°
Altri	2.990	11,7%	-
TOTALE	25.617	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2023 i primi venti gruppi hanno distribuito l'88,5% del totale dei volumi erogati, mezzo punto in meno dell'anno precedente. Emergono quindi lievi diminuzioni nella misura del grado di concentrazione, che si registrano nell'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori, scesa dal 56,4% al 55,5%), nell'indice C5 (quota dei primi cinque gruppi, passata dal 69,8% al 68,9%) e, in particolare, nell'indice HHI, che è sceso da 1.405 a 1.347 (tale parametro può assumere valori compresi tra 0, in caso di concorrenza perfetta teorica, e 10.000, in caso di massima concentrazione, che corrisponde alla presenza di un solo operatore).

Connessioni

I dati relativi alle connessioni si differenziano a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte con la rete di distribuzione. Per ciascuna di queste tipologie, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate nel corso dell'anno e al tempo medio trascorso per ottenerle, al netto di quello necessario per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale che ha richiesto la connessione. Il tempo medio è misurato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2023 sono state realizzate 67 connessioni con le reti di trasporto, di cui 65 alle condotte in alta pressione e 2 a quelle in media pressione (Tav. 3.21). Il numero delle connessioni realizzate è diminuito, sia per quelle in alta pressione sia per quelle relative alle condotte in media pressione. Il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in alta pressione si è ridotto da 135 a 120 giorni lavorativi, al contrario quelle in media pressione hanno richiesto circa 50 giorni in più. Il 57% delle 67 connessioni complessivamente realizzate hanno attivato la fornitura nel corso dell'anno (più precisamente, 37 sulle 65 in alta pressione e solo 1 sulle 2 realizzate in media pressione).

Nel caso delle reti di distribuzione locale (Tav. 3.22) nel 2023 sono state realizzate circa 10.000 connessioni in meno dell'anno precedente: il loro numero si è ridotto infatti da 71.607 a 61.826. Come sempre, la maggior parte degli allacciamenti ha riguardato condotte in bassa pressione (94,6%) e la restante parte condotte in media pressione, visto che nessuna connessione è stata effettuata dai distributori per la rete in alta pressione, come già avvenuto negli ultimi anni. Si registra un lieve aumento dei tempi di attesa, sia per le connessioni alle reti in bassa pressione (da 7,7 a 9,2 giorni lavorativi), sia per le connessioni alle reti in media pressione (da 23,3 a 34,1 giorni lavorativi).

In media, nel corso dell'anno ciascun distributore ha effettuato 308 connessioni alle reti in bassa pressione. Se si escludono dal conto i distributori che non ne hanno realizzata nemmeno una (23 soggetti), la media sale a 350 connessioni per distributore.

TAV. 3.21 Numero di connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2022		2023	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	72	135,5	65	119,7
Media pressione	11	78,3	2	132,0
TOTALE	83	127,9	67	120,1

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.22 Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

PRESSIONE	2022		2023	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	67.701	7,7	58.504	9,2
Media pressione	3.906	23,3	3.322	34,1
Alta pressione	0	-	0	-
TOTALE	71.607	8,6	61.826	10,6

(A) Giorni lavorativi. Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Mercato all'ingrosso del gas

Il numero di imprese che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di avere svolto l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2023 (anche per un periodo limitato dell'anno) è risultato pari a 898. Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori energetici 702 imprese (78%), 71 delle quali hanno dichiarato di essere collegate societariamente a un'impresa di distribuzione di gas naturale e 13 a un'impresa di trasporto.

Delle 702 società che hanno partecipato all'Indagine, 68 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Tra le rimanenti 634 attive, 153 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 331 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 150, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti (Tav. 3.23).

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) nel 2023 è stato pari a 253,6 G(m³). Poiché nel 2022 lo stesso valore era risultato pari a 267,2 G(m³), il mercato della vendita di gas ha registrato una nuova diminuzione, pari al 5,1%.

Il 53,2% di tale gas, cioè 134,9 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 4,7%, cioè 11,9 G(m³), dai venditori puri e il 42,1%, cioè 106,8 G(m³), dagli operatori misti. Rispetto alle quantità intermedie nel 2022, i venditori puri e gli operatori misti hanno perso terreno a vantaggio dei grossisti puri, la cui posizione relativa nel mercato totale è cresciuta (nel 2022 la loro quota era risultata pari al 46,4% del totale).

TAV. 3.23 Numero di operatori e vendite nel 2023 (in M(m³))

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	153	-	134.857	121.918	134.857
Venditore puro	331	11.933	-	-	11.933
Operatore misto	150	30.906	75.860	47.312	106.766
Inattivo	68	-	-	-	-
TOTALE	702	42.839	210.717	169.230	253.556

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2023 il solo mercato all'ingrosso ha movimentato 210,7 G(m³) di gas che sono stati forniti per il 57,3% da grossisti puri e per il restante 42,7% da operatori misti. I quantitativi venduti nel mercato al dettaglio, 42,8 G(m³), sono stati collocati per il 27,9% dai venditori puri e per il 72,1% da operatori misti. L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (nell'apposito paragrafo).

Nel 2023 il numero di imprese che ha operato nel mercato all'ingrosso, 303 soggetti, è cresciuto di 46 unità¹⁹, mentre il volume di gas che hanno venduto nel mercato all'ingrosso si è ridotto di 5,6 G(m³) (-2,6%), con il risultato che il volume medio unitario di vendita si è ridotto del 17,4%, passando da 842 a 695 M(m³). Si tratta del terzo anno consecutivo che questo mercato si riduce, dopo i cali già rilevanti osservati nel 2021 e nel 2022.

Come di consueto, le attività dei grossisti sono state analizzate suddividendo le imprese in grandi, medie, piccole e piccolissime (Tav. 3.24) in base al volume totale di vendita di ciascuna impresa, che può essersi realizzato sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto". Nel 2023 la classe dei grandi conta lo stesso numero di soggetti del 2022, quella dei medi è diminuita di 5 unità, mentre – come sempre – i nuovi ingressi si sono concentrati nella classe dei piccolissimi che è aumentata di 46 unità.

Le sei imprese classificate tra i grandi sono le stesse dell'anno precedente: Edison, due società del gruppo Eni e due del gruppo Engie, insieme a Shell Energy Europe.

Tra i medi sono usciti Centrex Italia, Danske Commodities, EnBW Energie Baden-Württemberg, EP Commodities, Estra Energie e Trafigura Trading, ma è entrata Vattenfall Energy Trading che nel 2022 era nella classe dei picco-

¹⁹ Occorre sempre ricordare che il conteggio degli operatori – che è basato sulle imprese che rispondono all'Indagine annuale – è il fenomeno che più risente del diverso tasso di risposta all'Indagine da un anno all'altro.

lissimi. Quasi tutte le società uscite dalla classe dei medi sono passate nella classe dei piccoli, mentre Centrex Italia quest'anno è inclusa tra i piccolissimi²⁰.

La maggior parte delle imprese (61%) che operano esclusivamente all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine sul 2022 sono società di diritto non italiano.

Il 7,8% (in diminuzione rispetto al 10% dell'anno precedente) del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 39,6% dai grandi venditori (38,6% nel 2022), il 44,8% dai venditori medi (stesso valore nel 2022). Le rimanenti 265 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 7,8% del mercato all'ingrosso (nel 2022 erano 214 e avevano rifornito il 6,5% del gas complessivamente venduto nel mercato all'ingrosso).

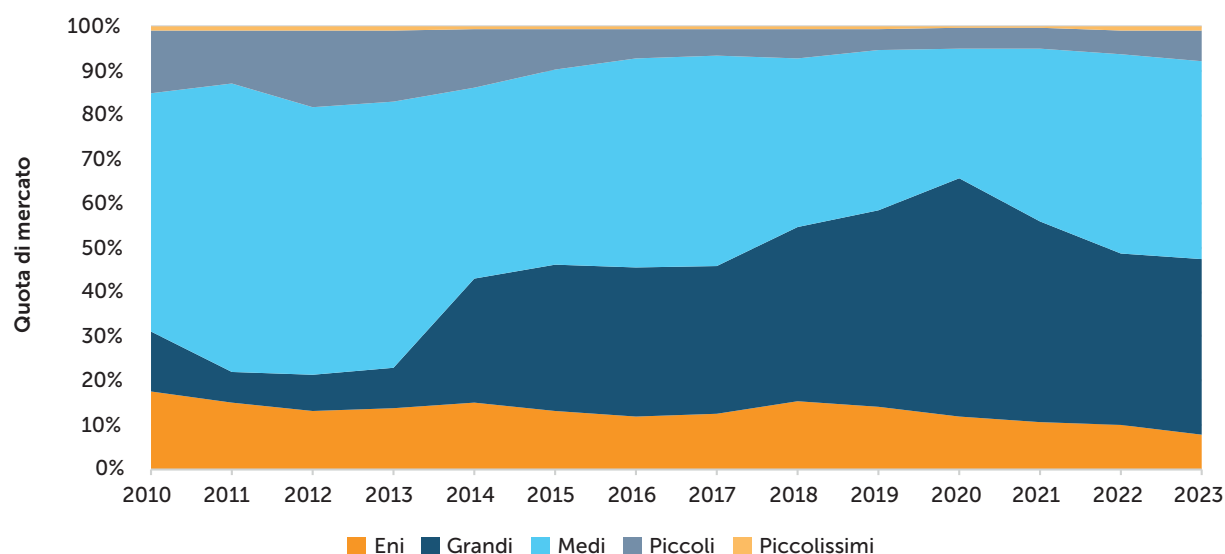
TAV. 3.24 *Evoluzione del mercato all'ingrosso*

OPERATORI ^(A) PER CLASSE DI VENDITA	2019	2020	2021	2022	2023
NUMERO	197	200	192	257	303
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	6	9	7	6	6
Medi	38	34	34	36	31
Piccoli	55	54	51	53	58
Piccolissimi	97	102	99	161	207
VOLUME VENDUTO G(m³)	256,0	314,5	285,7	216,3	210,7
Eni	35,6	37,2	30,6	21,6	16,5
Grandi	113,7	169,7	129,3	83,5	83,4
Medi	92,8	92,1	111,2	97,2	94,4
Piccoli	12,5	14,1	13,3	12,1	14,6
Piccolissimi	1,4	1,4	1,3	1,9	1,9
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m³)	1.300	1.572	1.488	842	695
Eni	35.592	37.182	30.598	21.636	16.496
Grandi	18.947	18.858	18.475	13.912	13.892
Medi	2.443	2.708	3.271	2.700	3.045
Piccoli	228	262	261	228	252
Piccolissimi	15	14	13	12	9

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

²⁰ Quest'anno un importante operatore non ha risposto all'Indagine.

FIG. 3.12 Quote del mercato all'ingrosso delle classi di venditori

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Dal 2014 al 2020 la fetta di mercato detenuta dai grandi venditori è andata allargandosi sempre più a discapito dei venditori di tutte le altre classi (Fig. 3.12). Dal 2022 la porzione di mercato servita dai venditori di media dimensione è divenuta la più elevata (45% del mercato all'ingrosso), e il 2023 ha confermato tale tendenza.

Le variazioni societarie avvenute nel 2023 che sono state comunicate nell'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso sono riassunte nei punti seguenti:

- 30 imprese hanno avviato l'attività in corso d'anno;
- 4 imprese l'hanno cessata (RGE High Winds Italiana, Meta Newpower, Energon, Sitragas);
- nel mese di febbraio Enoi in liquidazione ha incorporato Alpherig in liquidazione e Spienergy in liquidazione; dal mese di giugno Afsm Aim Energia ha incorporato 2V Energy; a settembre Enercom ha incorporato ENERpartner, a novembre Eni Plenitude ha incorporato PLT puregreen e da dicembre Cesap Vendita Gas è stata incorporata in Umbria Energy;
- 2 imprese hanno cambiato gruppo societario: a fine settembre il capitale di Lazzi Gas è stato interamente acquisito da Rutherford Energia e a seguito di tale acquisizione la società è entrata nel gruppo Arranger Family Holding; in ottobre, invece, la ex Erg Power (che ora si chiama B2G Sicily) è passata al gruppo societario Achernar in quanto acquisita al 100% da Achernar Energy;
- 3 imprese hanno cambiato natura giuridica;
- 6 imprese hanno cambiato ragione sociale, alcune in occasione del cambio di natura giuridica.

Come di consueto, acquisti al PSV e importazioni sono risultate le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si procurano la materia prima che poi rivendono (Tav. 3.25): su 100 m³ acquistati, in media 87 m³ (82,3 nel 2022) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (64,8 m³) sulle importazioni (22,2 m³). I restanti 12,4 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (6,7 m³) e solo 1,1 m³ dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 4,6 m³ su 100. L'incidenza delle varie fonti, naturalmente, si modifica a seconda della dimensione degli operatori.

TAV. 3.25 *Approvvigionamento dei grossisti nel 2023*

FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Produzione nazionale	6,8%	0,0%	0,0%	4,4%	8,3%	1,1%
Importazioni	74,8%	20,7%	16,4%	1,0%	8,4%	22,2%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	0,8%	0,4%	10,5%	17,6%	28,8%	6,7%
Acquisti in stoccaggio	0,5%	0,1%	0,7%	1,3%	0,2%	0,5%
Acquisti al PSV	16,1%	75,5%	67,7%	61,7%	48,3%	64,8%
Acquisti in Borsa	1,0%	3,3%	4,6%	14,0%	6,0%	4,6%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Gli approvvigionamenti all'estero (75%) e gli acquisti al PSV (16%) costituiscono le principali fonti per Eni, società per la quale, comunque, la produzione nazionale rimane una fonte di un certo rilievo (7%). La fonte estera riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano il 21% del gas che poi rivendono, così come per i medi, che acquistano oltre frontiera il 16,4% del gas di cui dispongono. Per i piccolissimi operatori le importazioni incidono per l'8,4%, mentre sono praticamente inesistenti per i piccoli. Gli acquisti al PSV rappresentano, invece, la prima fonte di approvvigionamento per tutte le classi (tranne che per Eni). Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera sia al *city gate*, assumono il peso maggiore nell'approvvigionamento dei piccolissimi (28,8%) e un peso importante anche per i piccoli (17,6%). Il ricorso ai mercati organizzati resta sostanzialmente trascurabile per i grossisti di qualunque dimensione, tranne che per i piccoli che li acquistano il 14% del gas che rivendono.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.26) evidenzia, ovviamente, che i maggiori volumi di gas (in media il 78,4%) vengono utilizzati per la rivendita ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (87,4%) nel caso dei soggetti di grandi dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi (78,7%) e per Eni (69,7%). La parte destinata al mercato finale conta mediamente per il 12,2%. Tale quota si è lentamente assottigliata nel corso degli ultimi anni. Nell'ambito delle classi di operatori sono ovviamente i piccolissimi quelli che destinano la quota maggiore del gas che intermediano verso i clienti finali (40,6%), ma essa è rilevante anche per i piccoli (29,4%) e significativa per i medi (14,8%).

Gli operatori grandi e medi che, come appena detto, usano perlopiù il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), concentrano invece le vendite finali a clienti collegati societariamente. Mediamente, il 4,8% del gas viene riservato agli autoconsumi, ma anche per questo impiego si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre gli autoconsumi contano poco tra gli altri. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi abbastanza limitato, pari in media al 4,7%, con una punta del 13,6% nel caso dei piccoli.

In base ai dati ricevuti dalle 303 imprese attive nel mercato all'ingrosso che hanno risposto all'Indagine annuale, sono 18 le società che nel 2023 hanno venduto almeno 3 G(m³) in tale mercato (erano 19 nel 2022); 33, invece, sono le imprese che hanno venduto almeno 1 G(m³), mentre erano 37 nel 2022. Nel 2023, la quota di mercato delle società che hanno venduto oltre 3 G(m³) all'ingrosso è pari al 78,5%, mentre nel 2022 era al 77,9%.

TAV. 3.26 Impieghi di gas dei grossisti nel 2023

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	TOTALE
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	69,7%	87,4%	78,7%	54,1%	43,2%	78,4%
– di cui vendite in stoccaggio	1,8%	0,0%	0,1%	0,1%	0,3%	0,1%
– di cui vendite al PSV	72,0%	85,5%	89,4%	73,3%	52,9%	66,7%
A clienti finali	7,6%	4,9%	14,8%	29,4%	40,6%	12,2%
– di cui collegati societariamente	37,6%	53,2%	15,8%	4,2%	3,1%	19,5%
Autoconsumi	21,6%	4,4%	1,8%	2,9%	10,3%	4,8%
Borsa	1,1%	3,4%	4,7%	13,6%	5,9%	4,7%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.27 Vendite dei principali grossisti nel 2023 (in M(m³))

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Engie Global Markets	21.636	3.462	25.098	9,3%
Shell Energy Europe	19.886	0	19.886	8,9%
Eni	13.256	0	13.256	7,8%
Engie Italia	13.152	2.264	15.416	5,6%
Eni Global Energy Markets	13.142	2.700	15.842	5,6%
Edison	12.405	0	12.405	5,2%
Enel Global Trading	11.633	666	12.299	4,9%
Azerbaijan Gas Supply Company	7.791	0	7.791	3,9%
Vitol	7.725	278	8.003	3,7%
A2A	6.640	0	6.640	3,7%
Hera Trading	6.607	67	6.674	3,0%
Gunvor International	5.302	0	5.302	3,0%
Bp Gas Marketing	5.225	0	5.225	2,6%
Engie	4.632	1.765	6.398	2,5%
Edf Trading	4.054	0	4.054	2,5%
Axpo Italia	3.967	0	3.967	2,2%
Exxonmobil Gas Marketing Europe	3.964	0	3.964	2,1%
Rwe Supply & Trading	3.847	0	3.847	2,0%
Altri	45.384	22.610	67.995	21,5%
TOTALE	210.717	30.906	241.623	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	59,21	70,83	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La tavola 3.27 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 3 G(m³) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali. Il prezzo medio praticato ad altri rivenditori è risultato pari a 59,21 €/cent/m³, mentre quello praticato ai clienti finali è risultato pari a 70,83 €/cent/m³. Nel 2022 gli stessi prezzi erano risultati mediamente pari a 98,78 €/cent/m³ nel caso degli altri rivenditori e 114,74 €/cent/m³ nel caso dei clienti finali. Entrambi, quindi, hanno registrato una forte riduzione, appena più consistente nel prezzo all'ingrosso (-40% circa) rispetto a quello nel mercato al dettaglio (38% circa). Queste variazioni sono in linea con l'andamento dei prezzi internazionali della *commodity* che nel corso del 2023 hanno registrato notevoli riduzioni in tutti i mercati europei; anche il prezzo al PSV nella media del 2023 è sceso del 66%.

Punto di scambio virtuale

Un *hub* è un punto contrattuale e di interconnessione dove i compratori e i venditori effettuano transazioni di gas naturale. Un *hub* può essere fisico o virtuale: quando è fisico è un punto di interconnessione tra due o più gasdotti appartenenti a sistemi di trasmissione diversi; quando è virtuale si tratta, sostanzialmente, di un mercato standardizzato che simula le condizioni di un *hub* fisico, ovvero di una piattaforma finanziaria legata al sistema di trasporto del gas, nel quale i *trader* scambiano quantitativi di gas indipendentemente dalla sua provenienza.

In Italia, il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. La sua importanza, sia in termini di volumi scambiati sia in termini di numero delle contrattazioni, è cresciuta nel tempo grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti alle transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Più in dettaglio, il PSV consente di notificare a Snam Rete Gas, gestore del sistema di trasporto, le cessioni di gas tra gli utenti, in modo che siano contabilizzate nei loro bilanci giornalieri. Le cessioni che vengono registrate sono quelle che avvengono attraverso contratti bilaterali (detti *over the counter* - OTC), e quelle che si realizzano nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Queste ultime sono le cessioni che negli anni più recenti hanno accresciuto il ruolo del PSV nel mercato italiano del gas. Infine, dal settembre 2015 si registrano al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze²¹, ovvero le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. Le regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse di altri paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

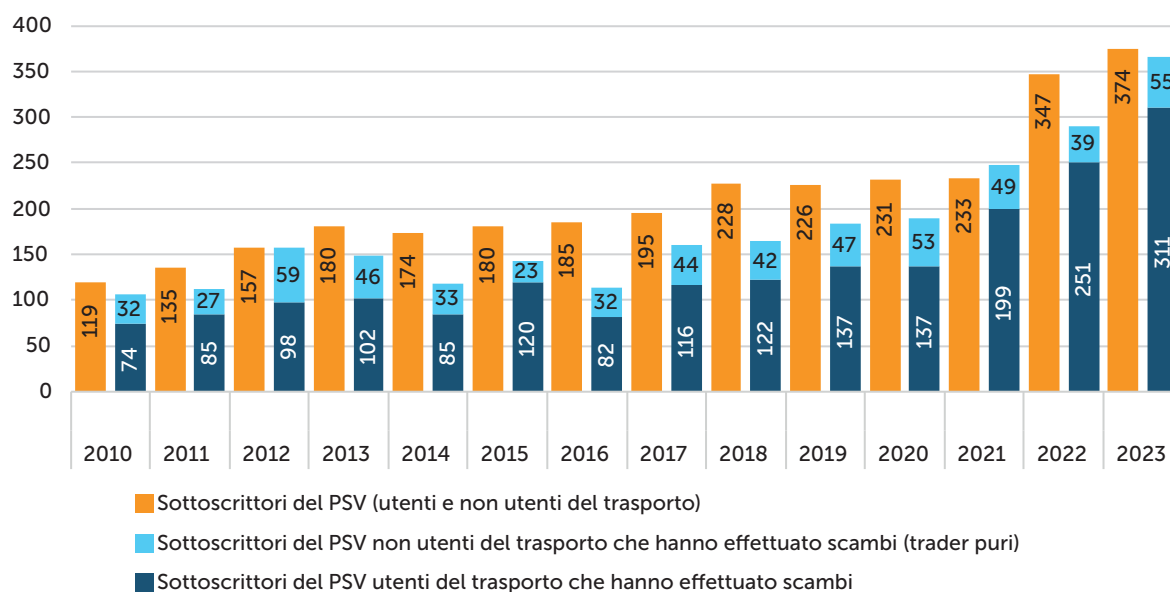
Per operare al PSV è necessario essere sottoscrittori, cioè essere in possesso dei requisiti richiesti e avere sottoscritto un modulo di adesione o un contratto di accesso, con il quale ci si impegna al rispetto delle condizioni²².

²¹ Per borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

²² Approvate dall'Autorità con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

Nel 2023, 311 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV (Fig. 3.13). Soltanto 55 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Il numero dei sottoscrittori del PSV è nuovamente cresciuto rispetto all'anno precedente, essendosi attestato a 374 unità contro le 247 del 2022 (+8%). Il numero dei sottoscrittori che hanno effettuato scambi è aumentato in misura significativa (+24%), essendo passato da 251 soggetti a 311. Ancora di più è cresciuto il numero dei *trader* puri, che è passato da 39 a 55, registrando quindi un aumento del 41%.

FIG. 3.13 *Sottoscrittori del PSV dal 2010*

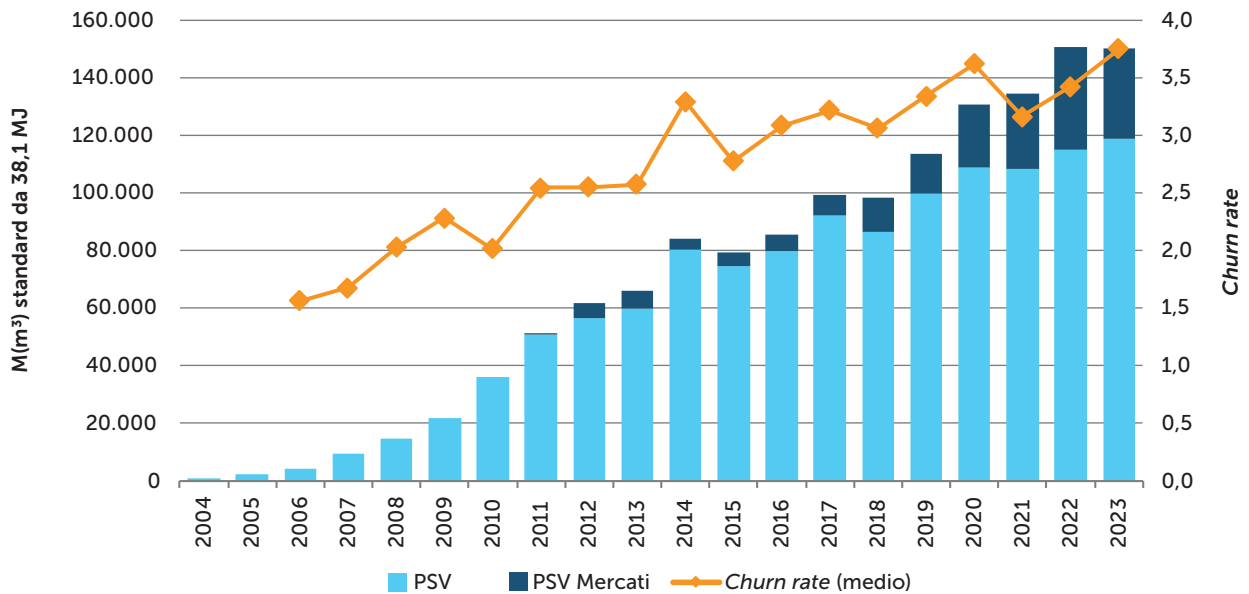


Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

La figura 3.14 mostra lo sviluppo degli scambi registrati al PSV dal 2010. Nel grafico sono state raggruppate sotto la dicitura "PSV" le riconsegne derivanti dalle cessioni OTC Giornaliera, OTC Multigiornaliera e Forzosa GNL, mentre con l'indicazione "PSV-Mercati" sono raggruppati gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati centralizzati e quelli gestiti come *clearing house*.

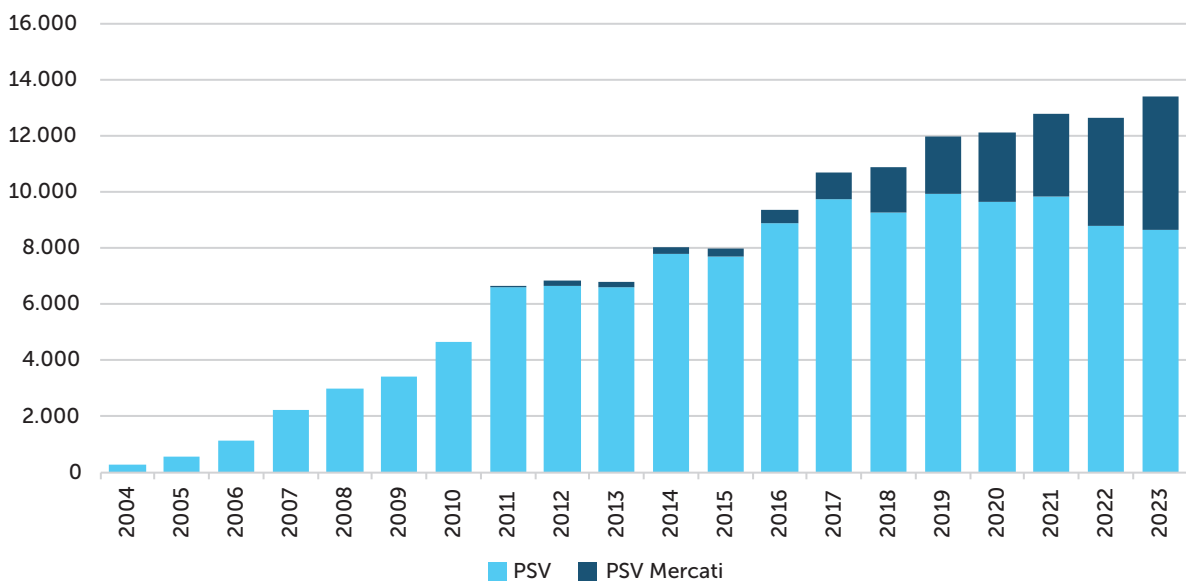
Nel 2023 i volumi OTC sono cresciuti del 2,9%, da 110,1 a 114 G(m³). I volumi con consegna forzosa al PSV sono saliti da 4,1 a 4,5 G(m³) (+8,2%). Pertanto, il complesso delle riconsegne al PSV è aumentato del 3,1% rispetto al 2022, essendo passato da 115 a 118,6 G(m³) (Fig. 3.15). Diversamente dagli anni scorsi, invece, i volumi derivanti dagli scambi nei mercati hanno registrato una riduzione del 10,8%. I volumi scambiati in borsa sono infatti scesi a 31,6 G(m³) dai 35,5 dell'anno precedente; ciò a causa di una contrazione nei volumi gestiti nei mercati centralizzati (-11,6%) a cui si è accompagnata una discreta diminuzione anche del gas scambiato come *clearing house* (-4,2%). Ciò nonostante, il numero medio delle transazioni giornaliere (Fig. 3.15) è leggermente aumentato rispetto al 2022 (+6%), da circa 12.600 a circa 13.400, e questo grazie unicamente a quelle avvenute nei mercati (+24%), mentre il numero medio giornaliero di quelle effettuate OTC è lievemente sceso (-2,8%).

FIG. 3.14 Volumi delle transazioni al PSV e churn rate



Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

FIG. 3.15 Numero medio delle transazioni giornaliere al PSV



Fonte: ARERA, elaborazione su dati di Snam Rete Gas.

In buona sostanza, nel 2023 si sono realizzati più scambi, ma ciascuno di essi ha riguardato volumi di gas di minore dimensione rispetto al 2022. Questo spiega in parte anche l'incremento da 3,4 a 3,8 del *churn rate*, l'indicatore sintetico che misura il numero medio di volte in cui la *commodity* (il gas) è oggetto di scambio tra il momento della vendita iniziale e quello della sua consegna fisica. L'indicatore può essere calcolato in modi diversi. Quello illustrato nella figura è ottenuto rapportando il totale dei volumi oggetto di *trading* al PSV al valore delle registrazioni che si traducono in consegna fisica. Più il mercato è liquido e più questo valore aumenta. Questo tasso è molto cresciuto tra il 2006 e il 2014, nel 2015 ha evidenziato un netto calo per poi stabilizzarsi, negli anni dal 2016 al 2018, intorno a 3,1. Nel 2019 l'incremento delle attività ne ha portato il valore a 3,3 e la crescita è stata

ancora più significativa nel 2020, quando ha raggiunto il valore di 3,6. Tornato al 3,2 nel 2021, negli ultimi due anni ha invece consolidato un *trend* di crescita.

Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito:

- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità;
- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato (c.d. *royalties*).

Attraverso provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009, sono state definite le modalità di cessione delle aliquote. La legge 23 luglio 2009, n. 99, ha affidato la gestione del mercato del gas al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero della transizione ecologica 18 marzo 2010, è avvenuta l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa, con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS.

Con la nascita di M-GAS, nell'ottobre 2010, è stato avviato il mercato *spot* del gas naturale, con il GME nel ruolo di controparte centrale. Su tale mercato gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere volumi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

Con il decreto interministeriale 9 agosto 2013, n. 110, è stata definita la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS)²³. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi *book* di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

A seguito dell'approvazione del regolamento europeo del bilanciamento, a partire dal 1° ottobre 2016 è stato introdotto un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL. In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot*, MGP-GAS e MI-GAS, per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma ha introdotto, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la rete, nel suo complesso, risulti bilanciata. In questo contesto, l'operatore di sistema Snam

²³ In attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo". Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, il 1° ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili a fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS), che permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete, sia per altre operazioni;
- il Mercato dei prodotti *locational* (MPL), che si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas approvvigiona dagli utenti abilitati i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Le negoziazioni di entrambi i comparti, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del gas (M-GAS)²⁴. Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *futures* con consegna al PSV.

Il GME, in linea con gli orientamenti espressi dall'Autorità e a valle di una consultazione dei propri operatori, ha introdotto, tra gennaio e febbraio 2018, alcune misure per favorire lo sviluppo della liquidità dei mercati del gas naturale che gestisce e, in particolare, del mercato a pronti. Di particolare rilievo è stata la creazione di figure di *market making*, ossia di soggetti (c.d. *liquidity provider*) che si impegnano, a fronte di un vantaggio economico, a mantenere nel mercato contemporaneamente offerte di vendita e di acquisto contenute entro un differenziale di prezzo predefinito; i *liquidity provider* operano nella negoziazione di prodotti *day-ahead*. Ai *liquidity provider* che abbiano svolto l'attività di *market making* nel rispetto dei termini, modalità e condizioni previste, relativamente a un mese di calendario, il GME riconosce un corrispettivo fisso pari a 160 € (a cui si è aggiunto, a partire dal 1° febbraio 2020, un corrispettivo fisso di 240 € per il *market making* di due prodotti nella stessa sessione) per ciascuna sessione utile e un corrispettivo pari a 0,01 euro/MWh per ciascun MWh negoziato sul MGP-GAS per il prodotto giornaliero G+1.

Nel 2018 è stata disposta anche l'integrazione dei mercati gestiti dal GME nell'ambito della piattaforma Trayport, dove erano già presenti i principali mercati esteri, una misura che consente agli utenti di ottimizzare le attività di *trading* attraverso l'operatività contemporanea su più mercati da una singola piattaforma di negoziazione.

Sempre al fine di promuovere la liquidità del mercato a pronti del gas naturale, ampliando l'offerta dei prodotti disponibili per la negoziazione e la flessibilità per i soggetti che vi operano, alla fine del 2019 il Ministero della transizione ecologica ha introdotto il prodotto *week-end* nel mercato MGP-GAS²⁵, che è negoziabile dal 1° gennaio 2020.

Dal 1° gennaio 2020 è stato inoltre attivato un nuovo comparto dell'M-GAS funzionale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del Bilanciamento (RdB) delle risorse necessarie al funzionamento del sistema²⁶. Que-

²⁴ In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.

²⁵ Con proprio decreto del 12 dicembre 2019, dopo che l'Autorità aveva espresso parere favorevole con la delibera 26 novembre 2019, 496/2019/II/com.

²⁶ Il cui assetto è stato definito con la delibera 5 novembre 2019, 451/2019/R/gas.

sto comparto, denominato AGS, è articolato in due aste per prodotti con consegna in ciascun giorno-gas, da tenersi nel giorno-gas G-1, a valle di una prima valutazione dei quantitativi da approvvigionare, e nel giorno G, senza sospensione del mercato a contrattazione continua durante lo svolgimento dell'asta. La partecipazione alle aste è aperta a tutti gli operatori ammessi a operare su M-GAS con offerte di segno opposto a quelle dell'RdB.

A partire dal 20 luglio 2023, il GME ha introdotto l'*Italian Gas Index* (IGI), un indice di prezzo basato sui prezzi delle transazioni concluse nel Mercato del gas naturale (MGAS), quindi per prodotti "title transfer" con nomina automatica al PSV. Si tratta, in sostanza, di un indice elaborato ogni giorno sulla base delle contrattazioni avvenute nell'MGAS con l'obiettivo di fungere da riferimento per la definizione dei contratti, essendo costruito in modo trasparente, accessibile e affidabile.

In particolare, l'indice è calcolato per ciascun giorno gas (di consegna) come media aritmetica dei prezzi di tutte le negoziazioni concluse:

- nel comparto MGP-GAS in negoziazione continua;
- nella fascia oraria 17:15-17:30;
- nel giorno lavorativo precedente alla data di consegna (per il prodotto giornaliero), oppure nel venerdì (per il prodotto *week-end*);
- con prezzo compreso nell'intorno ($\pm 30\%$) della media aritmetica dei prezzi registrati dalle precedenti cinque transazioni.

Scambi e prezzi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME (Tav. 3.28) nel 2023 sono stati negoziati volumi complessivi per 155 TWh, in netta diminuzione rispetto al 2022 (-13%).

La liquidità nel Mercato del giorno prima è rimasta elevata (69%; -3% rispetto al 2022) pur in presenza di un calo dei volumi negoziati (106,5 TWh; -16,3% sul 2022). La quota maggiore di questi ultimi (74%; in aumento del 14% rispetto al 2022) è stata contrattata in negoziazione continua (78,5 TWh; +3,6%). L'andamento mensile ha evidenziato, inoltre, livelli più alti nei primi mesi dell'anno. Il comparto AGS dell'MGP ha registrato scambi per un totale di 27,9 TWh, in forte calo rispetto al 2022 (45,6%).

È aumentata moderatamente la quota di volumi negoziati nel Mercato infragiornaliero (29%; nel 2022 era del 24%) per un totale di 44,5 TWh, in crescita del 3,3% rispetto al 2022; gli scambi in negoziazione continua (44,4 TWh; +9,5%) hanno continuato a essere preponderanti mentre, nel comparto AGS, i volumi sono ancora più marginali dell'anno precedente (0,2 TWh; -93,9%).

Nel 2023 sono risultate in calo anche le negoziazioni nel Mercato del gas in stoccaggio (MGS), con scambi pari a 3,3 TWh (-36,2%), mentre – come in passato – Snam non ha attivato alcuna sessione nel Mercato dei prodotti *locational*.

Anche relativamente ai prodotti negoziati a termine nell'MT-GAS non si sono osservate negoziazioni, mentre le allocazioni relative al comparto "Royalties" della P-GAS sono risultate pari a 0,6 TWh.

Si sono osservati infine 42 slot allocati sulla Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR), per un totale di 5,5 M(m³) liquefatti.

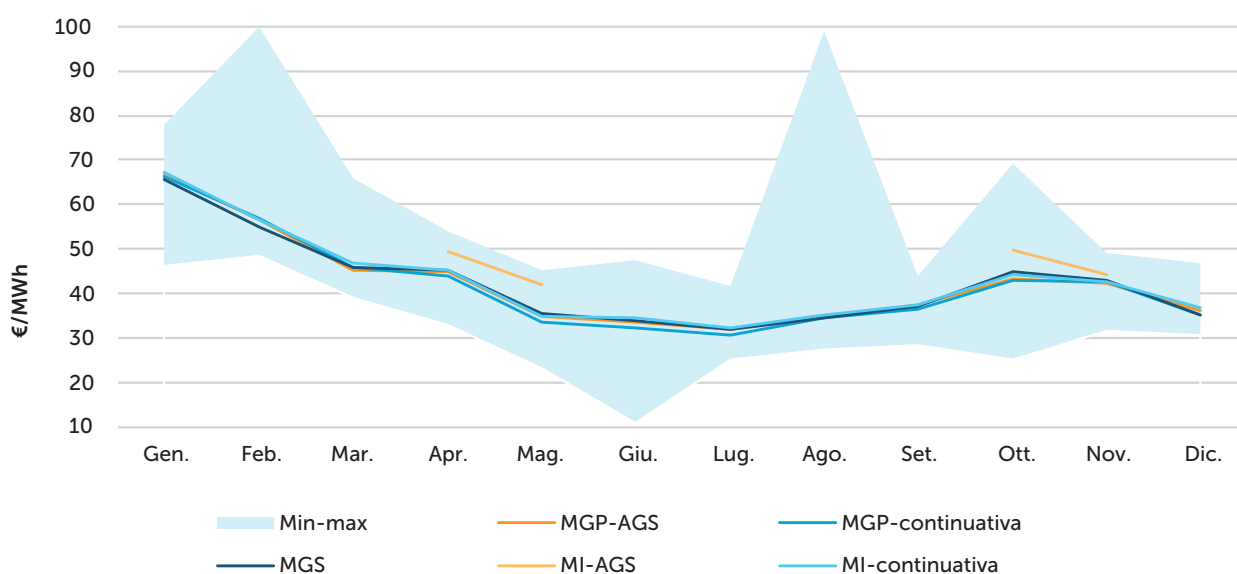
TAV. 3.28 Volumi consegnati per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME (in GWh)

MERCATI	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
P-GAS							
Aliquote	1.947.397	2.426.485	444.292	-	2.216.982	2.031.021	629.548
M-GAS							
MGP-GAS	3.283.121	13.048.604	24.794.256	55.782.408	79.292.760	127.159.680	106.451.328
MGP-Continuativa	3.283.121	13.048.604	24.676.608	30.043.296	45.593.472	75.780.648	78.522.624
MGP-AGS	-	-	117.648	25.739.112	33.699.288	51.379.032	27.928.704
MI	23.825.785	27.815.964	41.052.864	51.064.320	45.932.952	43.126.512	44.544.312
MI-Continuativa	23.825.785	27.815.964	41.052.864	46.701.360	44.325.192	40.528.008	44.385.336
MI-AGS	-	-	-	4.362.960	1.607.760	2.598.504	158.976
MGS	16.632.693	13.502.340	13.365.494	6.449.968	5.084.077	5.133.885	3.274.177
MPL	-	-	-	-	-	-	-
MT-GAS	172.652	790.080	3.192.048	478.272	22.320	-	-
TOTALE	45.688.997	56.793.393	79.656.906	113.296.696	132.526.771	177.451.098	154.899.365

Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME.

Relativamente ai prezzi registrati sulle diverse piattaforme di negoziazione, si possono approssimare tutti a una media annuale di circa 42 €/MWh (Fig. 3.16), in linea con la quotazione media annua del prezzo delle transazioni *over the counter* al PSV (43,05 €/MWh; 65%). In particolare, i prezzi medi dei due comparti in contrattazione continua dell'MGAS, rispettivamente 41,87 €/MWh per MGP e 42,72 €/MWh per MI, hanno mostrato un andamento infra-annuale che riflette quello del prezzo al PSV.

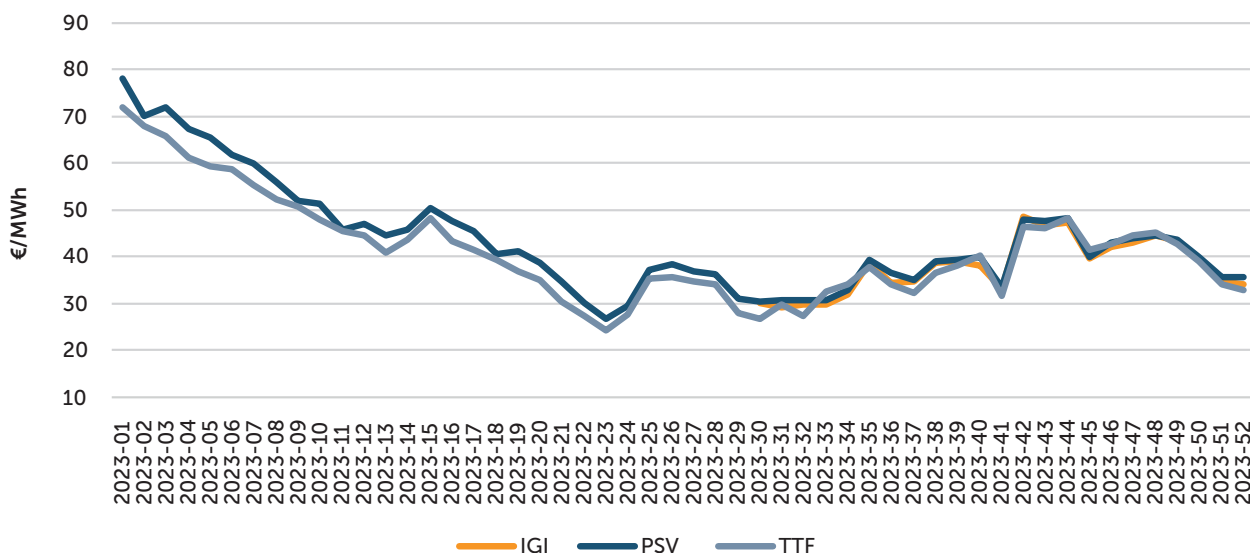
FIG. 3.16 Prezzi nei mercati dell'M-GAS e valori minimi e massimi



Fonte: GME.

L'indice di prezzo IGI elaborato dal GME (Fig. 3.17) si è attestato mediamente intorno ai 38 €/MWh a partire dalla trentesima settimana fino alla fine del 2023, in linea con il prezzo registrato al PSV e al TTF.

FIG. 3.17 Confronto tra i prezzi del TTF, PSV e indice IGI (medie aritmetiche settimanali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (IGI) e Refinitiv (PSV e TTF).

Mercato finale al dettaglio

Secondo i dati provvisori dell'Indagine annuale sui settori energetici, illustrati in queste pagine, nel 2023 sono stati venduti nel mercato al dettaglio poco meno di 43 G(m³), cui vanno aggiunti 635 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²⁷. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di 43,5 G(m³), con una riduzione di 8,1 G(m³) rispetto al 2022 (Tav. 3.29).

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica commentato nelle pagine precedenti, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, 12,1 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 55,6 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 60,3 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi nel 2023 è quindi diminuito del 15,3% rispetto a quello del 2022.

A parte le forniture di ultima istanza e di *default*, i cui volumi si sono ridotti solo del 6,6%, nel 2023 i consumi si sono notevolmente ridotti, sia nel mercato, sia negli autoconsumi.

²⁷ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente nell'Indagine annuale con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento, ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato.

TAV. 3.29 Consumi finali di gas naturale (volumi in $M(m^3)$; punti di prelievo in migliaia)

TIPO DI MERCATO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2022	2023	VARIAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Vendite finali	50.927	42.839	-15,9%	22.081	21.723	-1,6%
Forniture di ultima istanza e default	675	630	-6,6%	170	199	16,9%
TOTALE MERCATO	51.602	43.470	-15,8%	22.251	21.922	-1,5%
Autoconsumi	14.079	12.135	-13,8%	1,4	1,8	26,3%
CONSUMI FINALI	65.681	55.605	-15,3%	22.083	21.725	-1,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel 2023 il numero di venditori attivi nel mercato al dettaglio è diminuito, per la prima volta dall'inizio degli anni 2000, in misura consistente. Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, infatti, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale 702 imprese sulle 898 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, risultavano svolgere l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al dettaglio nel corso del 2023 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 68 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 634 ve ne sono 153 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, pertanto, 481, cioè 34 in meno del 2022 (Tav. 3.30).

Il calo nel numero delle imprese di vendita si è manifestato in tutte le classi nelle quali gli operatori vengono suddivisi²⁸, con l'eccezione di quella dei venditori di media dimensione, il cui numero è rimasto invariato rispetto al 2022; al contrario, in tutte le altre classi, si sono registrate delle diminuzioni: nel 2023 si osservano infatti quattro venditori in meno nella prima classe, sei in meno nella classe dei piccoli e 24 in meno in quella dei piccolissimi²⁹.

L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita mostra variazioni di segno analogo: tutte le classi hanno registrato volumi in diminuzione. I grandi venditori hanno venduto quasi 7 $G(m^3)$ in meno dell'anno precedente (-18,4%), i venditori di media dimensione hanno registrato un calo di 0,3 $G(m^3)$ (-3,4%), quelli di piccola dimensione hanno venduto 0,8 $G(m^3)$ in meno (-21,2%), mentre le vendite dei soggetti di piccolissima dimensione sono diminuite del 10,3% (-0,1 $G(m^3)$).

Il risultato di questi andamenti ha condotto il volume medio unitario di vendita a un'ulteriore e significativa discesa: da 99 a 89 $M(m^3)$ (-10%). Per molti anni l'allargamento del numero dei venditori ha mantenuto questo valore in costante discesa rispetto ai 237 $M(m^3)$ toccati nel 2010; nel 2023, invece, l'abbassamento è dovuto interamente al calo dei consumi che è stato proporzionalmente più elevato di quello del numero dei venditori.

Come accennato, la classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende quest'anno 17 soggetti, quattro in meno del 2022: sono uscite Repower Italia, Estrà Energie, Centrex Italia ed EP Commodities, quasi tutti passati nelle classi successive³⁰. Nella classe dei medi il numero degli operatori è rimasto invariato.

²⁸ Come già ricordato nel paragrafo sul mercato all'ingrosso, la suddivisione delle imprese nelle classi indicate si basa sul volume totale venduto, anche quello realizzato nel mercato all'ingrosso dai venditori denominati misti.

²⁹ È opportuno ricordare, ancora una volta, che il numero dei venditori è sempre conteggiato sulle società che rispondono all'Indagine annuale dell'Autorità; pertanto, i dati (e soprattutto la consistenza degli operatori) sono influenzati dal livello di partecipazione a tale Indagine.

³⁰ Quest'anno un importante operatore non ha risposto all'Indagine.

riato, ma al suo interno vi sono state quattro uscite e quattro ingressi. Alcune uscite sono state determinate da variazioni societarie.

TAV. 3.30 Attività dei venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio

OPERATORI		VENDITE	2019	2020	2021	2022	2023
NUMERO			449	472	489	515	481
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		26	25	22	21	17
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		44	44	38	36	36
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		140	141	151	127	121
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		239	262	278	331	307
VOLUME VENDUTO G(m ³)			58,0	55,3	57,4	50,9	42,8
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		42,7	40,7	42,2	37,6	30,7
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		10,5	10,2	9,9	8,9	8,6
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		4,4	4,0	4,7	3,7	2,9
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		0,5	0,5	0,6	0,7	0,6
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m ³)			129	117	117	99	89
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)		1.641	1.627	1.920	1.790	1.804
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)		238	231	261	248	240
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)		31	28	31	29	24
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)		2	2	2	2	2

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Anche nel 2023, infatti, sono state comunicate attraverso l'Anagrafica operatori dell'Autorità numerose operazioni societarie (Tav. 3.31). Molte tra loro sono già state menzionate nel paragrafo del Capitolo 2 dedicato al mercato libero elettrico perché le imprese coinvolte oltre al gas vendono anche l'elettricità; altre sono già state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. Di seguito la loro breve descrizione seguendo la consueta schematizzazione.

TAV. 3.31 Operazioni societarie tra venditori di gas naturale nel mercato al dettaglio nel 2023

TIPOLOGIA	NUMERO
Avvio dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	29
Cessione/acquisizione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	4
Cessazione dell'attività di vendita di gas naturale ^(A)	18
Estinzioni o avvio procedure di liquidazione	1
Fusioni/Incorporazioni	7
Cambio gruppo societario	7
Cambio ragione sociale	9
Cambio natura giuridica	5

(A) A clienti finali nel mercato libero e/o nel servizio di tutela.

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

- Avvio: 29 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali nel mercato libero; di queste solo una (PostePay) ha indicato anche la vendita a clienti tutelati e servizi di ultima istanza;
- Cessazione: 18 imprese hanno cessato l'attività di vendita gas al mercato finale nel corso dell'anno. Tra loro Sinergia, Metaenergia ed Energetic Vendite;
- Cessione/acquisizione dell'attività di vendita: a gennaio Bluenergy Group ha acquisito l'attività da Lomellina Gas e NEG l'ha acquisita da Bluepower; a febbraio Metan Alpi Sestriere ha ceduto parzialmente l'attività a Energia Pulita, mentre in ottobre Milano Gas e Luce ha acquisito l'attività da MGL Holding;
- Incorporazioni: nell'anno ne sono state registrate 7 in Anagrafica operatori (alcune già commentate nel paragrafo relativo alla vendita nel mercato libero di energia elettrica del Capitolo 2), quasi tutte avvenute all'interno dello stesso gruppo societario indicato tra parentesi. In gennaio Astea Energia ha incorporato Porto Recanati Gas (gruppo Gas Rimini); in giugno Lifegate Energy – Società Benefit ha incorporato Lifegate Energy People; in settembre Enercom ha incorporato ENERpartner (gruppo Enercom), in ottobre Hera Comm ha incorporato Con Energia (gruppo Hera); in novembre Eni Plenitude Società Benifit ha incorporato PLT puregreen; in dicembre Umbria Energy ha incorporato Cesap Vendita Gas e Enegan ha incorporato Gopower (gruppo Enegan);
- Cambio di gruppo societario: 7 sono stati anche i casi di cambio di gruppo, che avvengono a seguito di acquisizioni di quote importanti di capitale sociale. In gennaio LNG Service è uscita dal gruppo Socogas; in febbraio Estia Energie è uscita dal gruppo societario Giuno, dopo che metà del suo capitale sociale è passato dalla capogruppo a persone fisiche; da marzo Giga Energia è entrata nel gruppo Sfera Energia, quando quest'ultima ha acquisito da Etrufin il 100% delle quote del capitale sociale; inoltre Lifegate Energy è entrata nel gruppo Newatt in quanto la capogruppo ne ha acquisito il 55% del capitale sociale da Lifegate Energy; infine, a partire da ottobre, Fastweb fa parte del gruppo Swisscom, Bergamo Gas e Luce è entrata nel gruppo EG Holding insieme con Milano Gas e Luce;
- Cambio di ragione sociale: 9 imprese hanno assunto una nuova denominazione, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria; tra le altre, NoiEnergia ora si chiama Noi Energetic; Websis ha assunto la denominazione Wow Energia, Ego Energy è diventata Mia Power;
- Cambio natura giuridica: 5 imprese hanno cambiato la forma giuridica diventando in tre casi società per azioni e in due casi società a responsabilità limitata;
- Una società, 3VG Power & Gas, si è estinta per liquidazione.

Il 5,4% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 26 su 481, ha venduto nel 2023 oltre 300 M(m³) (Tav. 3.32). Nel 2022 questa quota era pari al 5,8%, visto che 30 imprese su 515 avevano superato la soglia indicata. Complessivamente, le 26 società che hanno venduto oltre 300 M(m³) nel 2023 coprono l'84,1% di tutto il gas acquistato nel mercato al dettaglio.

Il prezzo al netto delle imposte mediamente praticato ai clienti finali da tutte le imprese di vendita operanti nel mercato *retail* è risultato pari a 77,29 c€/m³, circa 34 centesimi più basso (-30,5%) rispetto al 2022. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che – come si è visto nelle pagine precedenti – è risultato pari a 70,82 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, di circa 6,5 c€, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle sue caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione. Nel 2023 il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori è risultato, invece, quasi nullo: a fronte di un prezzo di 59,21 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori del

mercato finale hanno mediamente richiesto 59,42 c€/m³, cioè 0,21 centesimi in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è in forte ribasso rispetto al 2022 (-55,5%). La discesa dei prezzi è coerente con un valore delle quotazioni al PSV che in media d'anno è risultato in netto calo rispetto al 2022 (-66%), sebbene nel corso dell'anno la discesa dei prezzi sul mercato *spot* sia rimasta costante solo nella prima parte dell'anno, per poi ricominciare a crescere.

TAV. 3.32 Vendite al mercato finale dei principali venditori nel 2023 (in M(m³))

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Edison Energia	5.045	145	5.190	11,8%
Eni Plenitude Società Benefit	4.100	0	4.100	9,6%
Enel Energia	3.567	0	3.567	8,3%
A2A Energia	2.390	205	2.595	5,6%
Enel Global Trading	2.386	10.400	12.786	5,6%
Shell Energy Italia	2.309	1.009	3.317	5,4%
Iren Mercato	2.059	318	2.377	4,8%
Eni	1.752	16.496	18.248	4,1%
Hera Comm	1.726	95	1.822	4,0%
Axpo Italia	1.720	4.573	6.293	4,0%
Engie Italia	1.104	11.794	12.897	2,6%
Edison	999	10.904	11.903	2,3%
Sorgenia	817	255	1.072	1,9%
Estenergy	730	0	730	1,7%
E.On Energia	632	161	793	1,5%
Met Energia Italia	586	66	651	1,4%
Estra Energie	579	363	942	1,4%
Agsm Aim Energia	547	69	616	1,3%
Unoenergy	450	21	471	1,1%
Dolomiti Energia	432	0	432	1,0%
Solvay Energy Services Italia	404	0	404	0,9%
Duferco Energia	361	1.177	1.538	0,8%
Erg Power Generation	348	7	355	0,8%
Alperia Smart Services	347	0	347	0,8%
Repower Vendita Italia	334	6	341	0,8%
Consorzio Toscana Energia	309	14	323	0,7%
Altri	6.808	17.781	24.589	15,9%
TOTALE	42.839	75.860	118.699	100,0%
Prezzo medio (c€/m ³)	77,29	59,42	-	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'analisi delle *performance* di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della

vendita finale (Tav. 3.33) e contiene per il 2023 alcune rilevanti novità. Il gruppo Eni, per la prima volta, non risulta in prima posizione, essendo stato superato, nei quantitativi di vendita complessivi, dai due gruppi storicamente inseguitori, Edison ed Enel, quest'anno passati, rispettivamente, in prima e in seconda posizione. I dati mostrano, però, che i quantitativi di vendita dei primi tre gruppi sono molto vicini: 167 M(m³) separano, infatti, i volumi di Edison da quelli di Enel e 92 M(m³) separano le vendite di Enel da Eni. Le quote di mercato risultano quindi poco differenziate e in due casi in diminuzione rispetto a quelle del 2022: 14,3% quella del gruppo Edison (era al 15,4%), 13,9% quella del gruppo Enel (era al 13%) e 13,7% quella del gruppo Eni (era al 16%). I mutamenti nella posizione relativa dei tre gruppi sono dovuti a variazioni nelle vendite negative per tutti e tre, ma differenziate nell'entità: rispetto al 2022 i volumi di Eni, infatti, sono diminuiti del 28%, quelli di Edison del 22% e quelli di Enel del 10%.

TAV. 3.33 *Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2023 (in M(m³))*

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Edison	6.119	14,3%	2°
Enel	5.953	13,9%	3°
Eni	5.861	13,7%	1°
A2A	2.934	6,8%	5°
Hera	2.654	6,2%	4°
Royal Dutch Shell Plc	2.309	5,4%	9°
Iren	2.180	5,1%	6°
Axpo Group	1.725	4,0%	8°
Engie	1.104	2,6%	13°
Sorgenia	817	1,9%	10°
Estra	683	1,6%	11°
E.On	632	1,5%	12°
Met Group	586	1,4%	22°
Agsm Aim S.P.A.	563	1,3%	19°
Unoenergy	471	1,1%	14°
Dolomiti Energia	432	1,0%	17°
Solvay Sa	404	0,9%	15°
Duferco	361	0,8%	24°
Alperia	359	0,8%	18°
Erg	348	0,8%	36°
Altri	6.346	14,8%	-
TOTALE	42.839	100,0%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

In generale, scorrendo l'elenco dei gruppi si osservano, com'era logico attendersi, variazioni negative rispetto alle quantità vendute nel 2022 per la gran parte di essi, con alcune eccezioni. La crescita più importante, +872 M(m³), si rileva per il gruppo Royal Dutch Shell, ma anche i gruppi A2A ed Engie hanno entrambi incrementato le vendite di circa 430 M(m³) rispetto all'anno precedente. Un aumento di 240 M(m³) ha interessato i volumi di Erg, mentre quelli di Met Group sono cresciuti di 192 M(m³); ciò spiega i cambi di posizione nella classifica.

Dato l'accorciamento della distanza tra i primi tre gruppi e la discesa di due delle loro tre quote, il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale di gas nel 2023 è lievemente diminuito, sebbene in questo mercato sia sempre stato relativamente basso. Nel 2023 i primi tre gruppi risultano controllare il 41,9% del mercato (mentre nel 2022 la quota era pari al 44,3%). Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 54,9% (55,4% nel 2022). L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 769, contro l'809 del 2022. Il livello dell'indice è ben al di sotto del valore 1.000, soglia sotto la quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

La tavola 3.34 propone la sintesi dei dati riguardanti i consumi finali di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2023 sono provvisori.

TAV. 3.34 Consumi finali di gas naturale per settore di consumo (volumi in $M(m^3)$, punti di riconsegna in migliaia)

SETTORE DI CONSUMO	2022				2023			
	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	SERVIZIO DI TUTELA	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	4.219	8.987	0	13.205	3.043	8.685	0	11.728
Condominio uso domestico	274	1.796	5	2.075	181	1.565	10	1.756
Commercio e servizi	-	6.935	18	6.953	-	6.101	17	6.118
Industria	-	15.662	783	16.445	-	14.246	745	14.991
Generazione elettrica	-	12.473	13.273	25.746	-	8.449	11.364	19.813
Attività di servizio pubblico	-	581	0	581	-	569	0,441	569
TOTALE VOLUMI	4.493	46.434	14.079	65.006	3.224	39.615	12.135	54.974
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	6.864	13.782	0	20.646	5.678	14.676	0,0	20.354
Condominio uso domestico	45	144	0	189	36	141	0,5	178
Commercio e servizi	-	1.031	1	1.032	-	992	1,1	993
Industria	-	173	0	173	-	151	0,1	151
Generazione elettrica	-	1	0	1	-	1	0,1	1
Attività di servizio pubblico	-	42	0	42	-	48	0,0	48
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	6.908	15.173	1	22.083	5.714	16.009	1,8	21.725

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2023 sono stati venduti circa 55 $G(m^3)$ – di cui 12 destinati all'autoconsumo e poco meno di 43 alla vendita – a 21,7 milioni di clienti (punti di riconsegna). Complessivamente, rispetto al 2022 le vendite di gas sono diminuite del 15,4%. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore industriale e a quello della generazione elettrica, hanno registrato una riduzione del 13,8%, i quantitativi di gas venduti nel mercato libero, pari a 39,6 $G(m^3)$, hanno evidenziato un calo del 14,7%, mentre le vendite del mercato tutelato, pari a 3,2 $G(m^3)$, sono scese del 45%. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono

i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari comparti. Questi sono leggermente diminuiti nel 2023, essendo risultati pari a 630 M(m³) contro i 675 M(m³) del 2022 (-6,6%). Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a circa 3,9 G(m³).

Come già in parte anticipato all'inizio di questo Capitolo, i consumi del settore domestico sono diminuiti dell'11,2% e quelli dei condomini del 15,6%. I consumi dei settori produttivi (industria e generazione termoelettrica) sono scesi da 42,2 a 34,8 G(m³), registrando quindi un calo del 17,5%. I consumi del terziario (commercio e servizi insieme con attività di servizio pubblico) sono diminuiti dell'11,3%, passando da 7,5 a 6,7 G(m³).

Più in dettaglio, nel 2023 le vendite di gas:

- al settore domestico sono diminuite del 27,9% nel servizio di tutela e del 3,4% nel mercato libero;
- ai condomini sono diminuite del 34% nel servizio di tutela e del 12,8% nel mercato libero;
- al settore industriale sono passate da 15,7 a 14,2 G(m³) (-9%) e gli autoconsumi sono scesi di quasi 2 G(m³) (-4,8%), complessivamente, quindi, nel 2023 i consumi dell'industria sono scesi dell'8,8%;
- al settore termoelettrico sono diminuite del 32,3% (-4 G(m³)), ma anche gli autoconsumi hanno registrato un calo di 1,9 G(m³): tenendo conto di entrambe le voci, quindi, i consumi del settore sono risultati del 23% inferiori a quelli del 2022;
- al settore del commercio e servizi sono diminuite del 12% sia le vendite sia gli autoconsumi, per una riduzione complessiva di circa 840 M(m³);
- alle attività di servizio pubblico sono scese di 13 M(m³), quantificando la perdita nel 2,1%.

Nel 2023 il consumo medio per le famiglie è risultato pari a 576 m³, quello dei condomini con uso domestico pari a 9.885 m³, 6.160 m³ per il commercio, 99,4 migliaia di m³ per l'industria, 15 M(m³) per la generazione elettrica e, infine, 11.871 m³ per le attività di servizio pubblico. Nel mercato libero il consumo medio delle famiglie (592 m³) si è mantenuto leggermente più alto di quello riscontrato nel mercato tutelato (536 m³), mentre nel caso dei condomini il consumo medio nel libero, pari a 11.088 m³, risulta più che doppio di quello che si riscontra nel servizio di tutela, pari a 5.033 m³.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2023: il settore domestico ha acquistato 11,7 G(m³), cioè un po' più di un quinto di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3,2%, ovvero circa 1,8 G(m³); il commercio ne ha utilizzato l'11,1%, corrispondente a poco più di 6 G(m³); l'industria ne ha consumato il 27,3%, cioè 15 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 36%, equivalente a 19,8 G(m³); le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato l'1%, equivalente a 0,6 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 72,1%, quella del mercato tutelato è del 5,9%, mentre il 22,1% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, il 92,5% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 7,5% nel servizio di tutela. In termini di clienti, invece, il 26,3% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 73,7% acquista nel mercato libero.

Considerando solo il settore domestico si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2023 ha raggiunto il 74,1% per le famiglie e l'89,6% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto, cioè al netto degli autoconsumi). Nel 2022 i valori erano, rispettivamente, del 68,1% e dell'86,7%. I volumi acquistati nel servizio a condizioni tutelate erano quindi in aumento per l'ultimo anno dell'esistenza di tale servizio.

In termini di punti di prelievo, nel 2023 la quota delle famiglie che hanno acquistato il gas nel servizio di tutela è scesa al 27,9%; nel 2022 era pari al 33,2%.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tav. 3.35) mostra che in media la classe con consumo annuo fino a 5.000 m³ acquista il 29,9% di tutto il gas venduto nel mercato *retail*, quella con consumo tra 5.000 e 50.000 m³/anno ne assorbe il 9,4%, la terza classe (50.000-200.000 m³/anno) il 4,1%, la quarta classe (200.000-2.000.000 m³/anno) il 10,7%, la penultima (da 2 a 20 milioni) il 19,4% e l'ultima (oltre 20 milioni) il 26,6%. Il 98,4% dei volumi venduti al settore domestico viene acquistato da famiglie con un consumo annuo che non supera i 5.000 m³: tale quota, infatti, è pari al 98,8% per le famiglie che acquistano nel tutelato e al 98,2% per quelle che acquistano nel libero. La quota maggiore di volumi venduti ai condomini si concentra invece nella classe di consumo annuo compreso tra 5.000 e 50.000 m³: tale classe, infatti, assorbe il 73,4% dei volumi di gas acquistati dai condomini nel tutelato e il 74,5% di quelli acquistati nel libero. Il 58,8% di tutto il gas acquistato dal settore commerciale si concentra nelle prime tre classi. Viceversa, le classi con i consumi annui più elevati sono particolarmente rilevanti per i consumi industriali e della generazione termoelettrica. I consumi delle attività di servizio pubblico sono concentrati tra le classi intermedie: il 37,2% è effettuato dai clienti con consumi annui tra 5.000 e 50.000 m³, il 15,7% da quelli con consumi tra 50.000 e 200.000 m³, il 26,6% è assorbito dai clienti con consumi annui tra 200.000 e 2.000.000 m³, un altro 8,8% viene venduto ai clienti che consumano tra 2 e 20 M(m³)/anno.

TAV. 3.35 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2023 (in M(m³))

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	<5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	>20.000.000	
MERCATO TUTELATO	3.044	169	11	0,0	-	-	3.224
Domestico	3.006	36	0,2	0,0	-	-	3.043
Condominio uso domestico	38	133	10	-	-	-	181
MERCATO LIBERO	9.776	3.837	1.750	4.566	8.293	11.394	39.615
Domestico	8.533	139	12	2	0	-	8.685
Condominio uso domestico	113	1.166	246	41	0	-	1.565
Commercio e servizi	940	1.777	872	1.687	721	105	6.101
Industria	147	541	522	2.375	6.197	4.463	14.246
Generazione elettrica	1	2	10	310	1.324	6.802	8.449
Attività di servizio pubblico	43	211	89	151	50	25	569
TOTALE	12.820	4.007	1.760	4.566	8.293	11.394	42.839

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'analisi dell'attività di *switching* nel settore del gas naturale anche quest'anno comprende dati raccolti presso gli operatori del trasporto e della distribuzione tramite l'Indagine annuale sui settori energetici e dati provenienti dal Sistema informativo integrato (SII), gestito dall'Acquirente unico. Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e dei dati provenienti dal SII, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti³¹ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2023, è risultata complessivamente pari al 15,2%, ovvero al 17,0% se valutata in base ai

³¹ Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

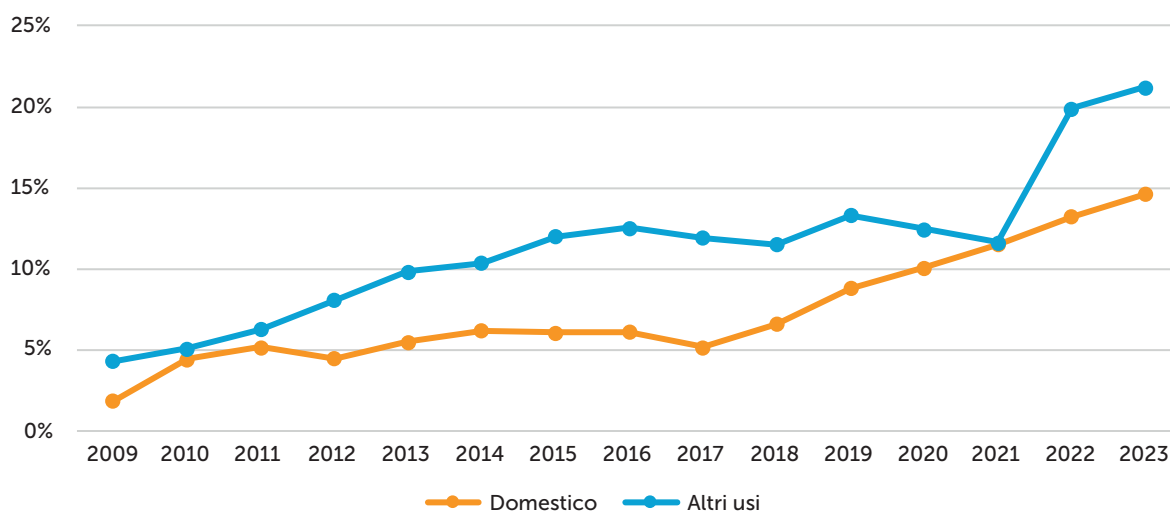
consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tav. 3.36). Rispetto al 2022 le percentuali sono in aumento per tutti i clienti: tenuto conto che la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli è uno tra i più potenti motivi per il cambiamento di fornitore, parte dell'incremento dei tassi di *switching* è sicuramente da ascrivere all'andamento dei prezzi, i quali, dopo i pesanti effetti della crisi sui mercati internazionali, hanno assunto una tendenza alla diminuzione dalla fine del 2022, ma nell'arco del 2023 la volatilità nei mercati *spot* è rimasta elevata e la discesa si è sostanzialmente interrotta nella seconda parte dell'anno.

TAV. 3.36 Tassi di *switching* dei clienti finali del gas naturale

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2022		2023	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	13,2%	15,5%	14,6%	20,9%
Condominio uso domestico	24,2%	15,0%	27,6%	41,1%
Attività di servizio pubblico	37,1 %	20,4%	37,1%	57,2%
Altri usi	19,9%	11,4%	21,2%	14,1%
TOTALE	13,8%	12,5%	15,2%	17,0%

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori energetici e SII.

FIG. 3.18 Tassi di *switching* dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici e SII.

Lo *switching* dei consumatori domestici nel 2023 si è ampliato di oltre un punto percentuale, mantenendo la già significativa vivacità raggiunta negli anni più recenti (Fig. 3.18). Lo scorso anno risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco meno di 2,5 milioni di clienti, equivalenti a una quota del 14,6% (e corrispondente a una porzione di volumi del 20,9%). Molto più ampia e pari al 27,6% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 41,1% del relativo settore di consumo. L'incremento dei tassi di cambio della clientela domestica, in particolare, può essere in parte dovuto anche all'imminenza del superamento del servizio di tutela (che si è concluso con la fine dell'anno), e al conseguente incremento anche degli interventi mediatici su tale tematica.

Il 37% (equivalenti al 57% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso elevato, ma questa è una delle categorie "ibride" che include

realtà molto diverse: non soltanto piccole sedi comunali (che costituiscono una tipologia simile per valori di consumo agli esercizi commerciali) ma anche grandi complessi ospedalieri, che possiedono consumi annui molto rilevanti e che, per conseguenza, possono aumentare di molto i volumi coinvolti nello *switching*. Infine, gli “altri usi” che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 21,2% del totale in termini di clienti, nonché il 14,1% in termini di volumi (corrispondenti a circa 6,2 G(m³)).

Anche nel 2023 l'andamento dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.37) non presenta novità di particolare rilievo, tenuto conto che è legato principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti fasce climatiche del territorio e alla maggiore densità delle attività industriali, tutti elementi che tendono a mutare lentamente nel tempo. I consumi della Sardegna aumentano, ma restano ancora estremamente marginali.

TAV. 3.37 Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2023 (in M(m³))

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.086	268	619	1.629	1.765	54	5.422
Valle d'Aosta	14	5	10	49	0	1	81
Lombardia	2.845	652	1.552	3.006	1.420	72	9.547
Trentino-Alto Adige	156	60	269	303	64	15	867
Veneto	1.345	103	804	1.660	274	65	4.251
Friuli-Venezia Giulia	308	48	174	576	72	23	1.201
Liguria	288	112	99	267	193	11	970
Emilia-Romagna	1.334	189	925	2.463	1.307	47	6.265
Toscana	848	72	393	1.324	760	50	3.448
Umbria	177	12	94	294	144	15	736
Marche	395	16	208	287	51	16	974
Lazio	814	150	319	570	388	86	2.326
Abruzzo	291	14	105	418	49	15	893
Molise	64	4	24	66	96	3	255
Campania	476	16	200	413	138	32	1.275
Puglia	612	11	169	278	123	24	1.217
Basilicata	128	4	27	111	25	14	310
Calabria	170	2	31	47	3	8	260
Sicilia	375	7	79	485	1.575	16	2.538
Sardegna	1,97	0	0,60	0	0	0,22	2,79
ITALIA	11.728	1.746	6.101	14.246	8.449	569	42.839
NORD	7.375	1.438	4.452	9.953	5.097	289	28.604
CENTRO	2.235	250	1.014	2.475	1.343	167	7.484
SUD E ISOLE	2.119	58	635	1.818	2.009	112	6.752

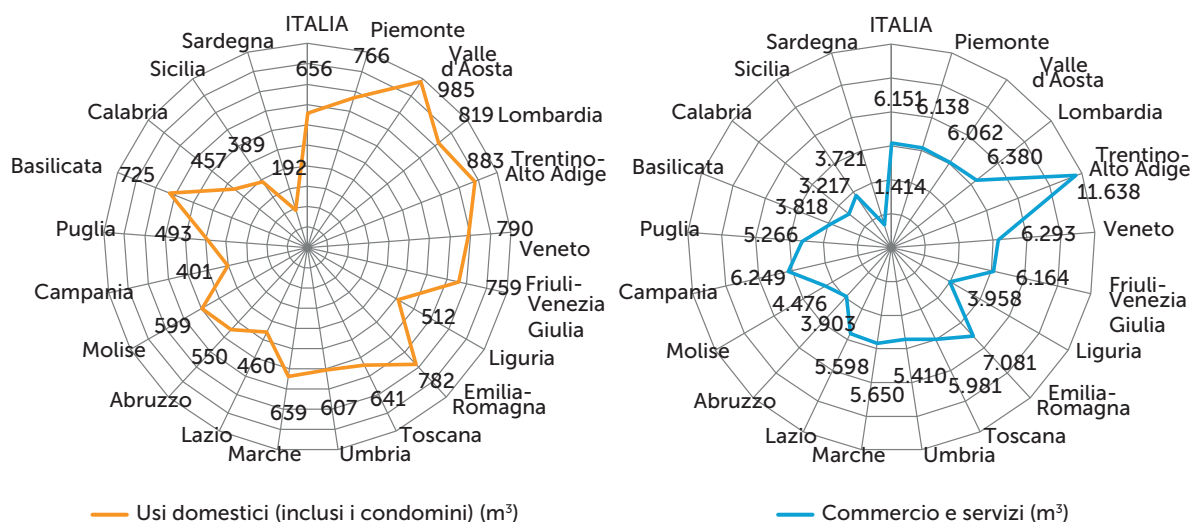
Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In questa zona si acquista, infatti, il 66,8% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 28,6 G(m³); il 17,5% dei consumi, pari a 7,5 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 15,8%, cioè 6,8 G(m³), viene venduto al Sud e nelle Isole. Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente pari a 3,8 volte quelli del Centro, con un valore relativamente simile per tutti i settori di consumo, e 4,2 volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (2,5) e massimo nel caso dei condomini (24,6).

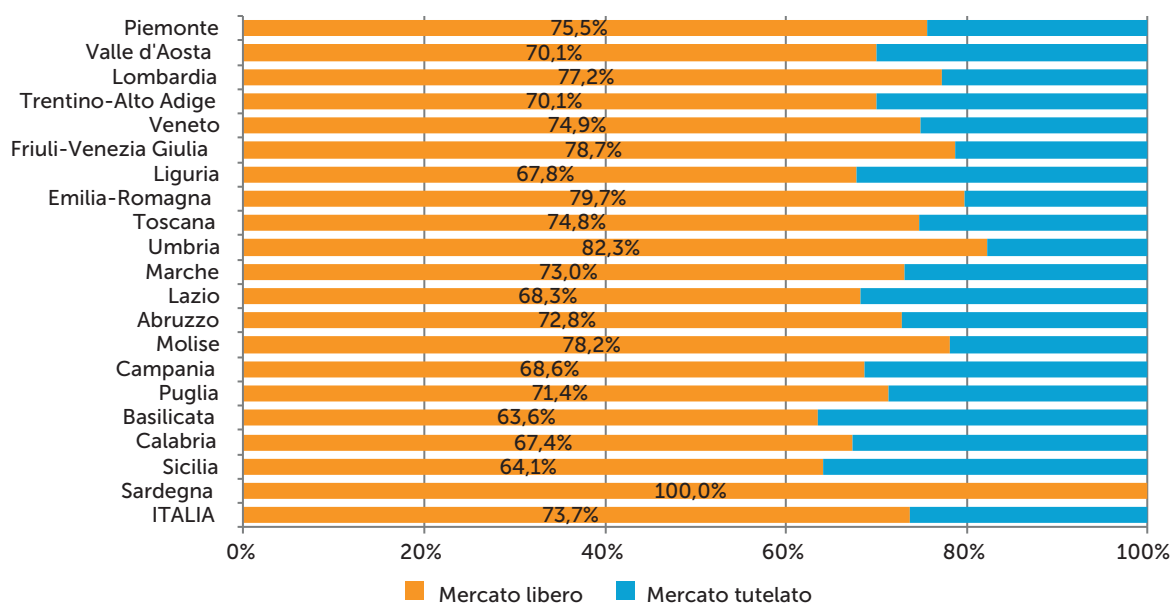
La Regione con i consumi più elevati, pari a 9,5 G(m³) – e molto superiori a quelli delle altre –, è sempre la Lombardia, che da sola acquista oltre il 22% dei volumi nazionali. Solo in altre due Regioni i consumi raggiungono almeno 5 G(m³): l'Emilia-Romagna con 6,3 G(m³) e il Piemonte con 5,4 G(m³), cioè, rispettivamente, il 14,6% e il 12,7% del totale nazionale. Altri territori in cui i consumi sono compresi tra 2 e 5 G(m³) sono il Veneto (9,9%), la Toscana (8%), la Sicilia (5,9%) e il Lazio (5,4%). Tutte le altre regioni presentano valori di consumo inferiori a 2 G(m³). Rispetto al 2022, tutte le regioni, con l'eccezione della Sardegna, mostrano volumi in diminuzione; complessivamente il Centro è l'area in cui i consumi sono scesi in misura più elevata (-30%), seguito dal Sud e Isole, dove il calo è quantificabile in -17%, mentre al Nord le vendite sono diminuite dell'11%.

Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori abbastanza simile a quella appena descritta. Tuttavia, nei comparti della generazione elettrica e delle attività di servizio pubblico i consumi risultano maggiormente equidistribuiti tra le varie zone del territorio, mentre nei condomini con uso domestico la distanza tra il Nord e le altre aree è decisamente più ampia. Infatti, nella generazione elettrica il Nord pesa per il 60%, il Centro per il 16% e il Sud e Isole per il 24%; nelle attività di servizio pubblico l'incidenza del Nord scende al 51%, mentre quella del Centro sale al 29% e quella del Sud e Isole sale al 20%; all'opposto per i condomini con uso domestico il Nord assume l'82% dei volumi nazionali e il resto è in gran parte acquistato al Centro (14%); questo uso è molto ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 3% del totale nazionale.

FIG. 3.19 Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2023



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

FIG. 3.20 Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2023

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.19 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi. La media nazionale dei consumi domestici è di 656 m³, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 778 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 554 m³ e a 462 m³. Tra le varie regioni spicca il dato della Sardegna, dove il consumo medio è molto inferiore a tutte le altre zone e pari a 192 m³ e quello della Valle d'Aosta, dove il consumo è comprensibilmente il più alto d'Italia, pari a 985 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, ovviamente su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.151 m³, non è molto dissimile da quello del Nord (6.543 m³), del Centro (5.733 m³) e del Sud e Isole (4.718 m³).

La ripartizione a livello territoriale tra i due mercati, libero e tutelato per l'ultimo anno in cui vige quest'ultimo servizio (Fig. 3.20), evidenzia la prevalenza del mercato libero in tutte le regioni italiane calcolando le quote in base ai clienti serviti (la dominanza del mercato libero vale già da tempo se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita). Le quote del libero hanno raggiunto il 65% praticamente ovunque, tranne che in Basilicata (63,6%) e in Sicilia (64,1%).

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre gruppi societari in ciascuna regione e dalla quota di clienti da loro serviti (Tav. 3.38). Il numero di imprese di vendita esposto per ciascuna regione, invece, è ottenuto conteggiando le singole imprese che operano nei vari mercati regionali e non sui gruppi societari.

Il livello di concentrazione nel settore domestico allargato – inteso come somma dei punti di riconsegna domestici e dei condomini con uso domestico – risulta ancora quasi ovunque piuttosto elevato con valori del C3 superiori all'80% in quattro Regioni (Valle d'Aosta, Sicilia, Trentino-Alto Adige e Calabria) oltre che in Sardegna, Regione nella quale il gas è arrivato solo di recente, per questo il numero dei venditori è ancora molto basso (10). Vi sono poi altre quattro Regioni in cui il C3 risulta superiore al 70% (Toscana, Lazio, Basilicata e Campania) a cui si aggiungono altre cinque Regioni in cui supera il 60% (Umbria, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria e Puglia). Il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di imprese di vendita attive (362): qui la quota del mercato domestico dei primi tre gruppi di vendita è del 48,7% e la percentuale di clienti da loro serviti è pari al 40,2%. Un valore di C3 relativamente ridotto si osserva anche in Veneto (52,3%) e in Molise (53,1%). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Lazio, Toscana e Campania, dove le quote dei primi tre gruppi sono superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un ampio numero di venditori presenti, intorno ai 300, in tutti questi territori.

TAV. 3.38 *Livelli di concentrazione regionali nella vendita di gas naturale nel 2023 (quota di mercato dei primi tre gruppi societari (C3) e percentuale di clienti da loro serviti)*

REGIONE	NUMERO DI IMPRESE DI VENDITA	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	307	52,5%	65,5%	53,1%	45,9%
Valle d'Aosta	116	85,6%	86,2%	79,8%	79,1%
Lombardia	362	48,7%	59,2%	40,2%	40,7%
Trentino-Alto Adige	178	81,4%	87,5%	55,5%	82,6%
Veneto	299	52,3%	55,2%	39,3%	40,8%
Friuli-Venezia Giulia	235	65,9%	68,4%	45,7%	25,9%
Liguria	273	65,3%	82,1%	64,3%	62,8%
Emilia-Romagna	323	66,2%	67,9%	54,5%	54,5%
Toscana	307	77,1%	81,7%	47,3%	61,5%
Umbria	226	66,9%	68,7%	64,7%	60,3%
Marche	248	56,4%	58,4%	44,5%	37,3%
Lazio	324	75,9%	84,0%	55,5%	76,9%
Abruzzo	272	57,3%	59,2%	44,6%	41,3%
Molise	179	53,1%	51,4%	51,7%	38,9%
Campania	279	73,7%	76,7%	46,9%	69,3%
Puglia	269	62,9%	63,4%	45,9%	61,2%
Basilicata	192	75,4%	75,0%	66,8%	68,8%
Calabria	226	82,1%	82,4%	71,7%	81,8%
Sicilia	238	83,7%	83,1%	78,8%	52,9%
Sardegna	10	99,9%	99,96%	99,9%	99,96%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si abbassano notevolmente (in media di oltre 11 punti percentuali) se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali,

industriali e termoelettrici. Ciò in quanto, di norma, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti appare più elevato. Relativamente alle misure sul mercato totale è interessante osservare che in sei Regioni (Trentino-Alto Adige, Campania, Lazio e Puglia) la percentuale di clienti serviti dai primi tre gruppi del mercato è molto inferiore alla quota di mercato calcolata sui volumi da essi venduti. Ciò significa che in quei territori è sufficiente avere un portafoglio di pochi clienti con consumi importanti (tipicamente quelli industriali) per accaparrarsi un'ampia quota di mercato misurata tramite i volumi.

Rispetto al 2022 si osserva che il numero di imprese di vendita è diminuito in tutte le regioni, ma anche il livello della concentrazione è sceso, in media di 6 punti percentuali, il che è compatibile con un mercato che negli ultimi due anni si è ridotto del 20% (secondo i dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica i consumi sono passati dai quasi 75 G(m³) registrati nel 2021 a 60 G(m³) nel 2023), per cui è verosimile che i livelli concorrenziali si siano innalzati.

I contratti di vendita nel mercato libero

Come già evidenziato nel Capitolo 2 di questo Volume, anche quest'anno l'Indagine annuale sui settori energetici ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero. Il panorama delle offerte commerciali disponibili sul mercato libero costituisce una realtà assai complessa e variegata, da ultimo arricchita dalla creazione delle offerte PLACET. I dati commentati nel seguito sulle tipologie di contratti scelti dai clienti nel 2023 includono anche i contratti PLACET, senza tuttavia tenerli distinti. Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2 di questo Volume, si ribadisce che l'obiettivo delle domande sulla quantità e qualità delle offerte commerciali è teso a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Vale pertanto la consueta avvertenza di accogliere con cautela i risultati presentati in queste pagine.

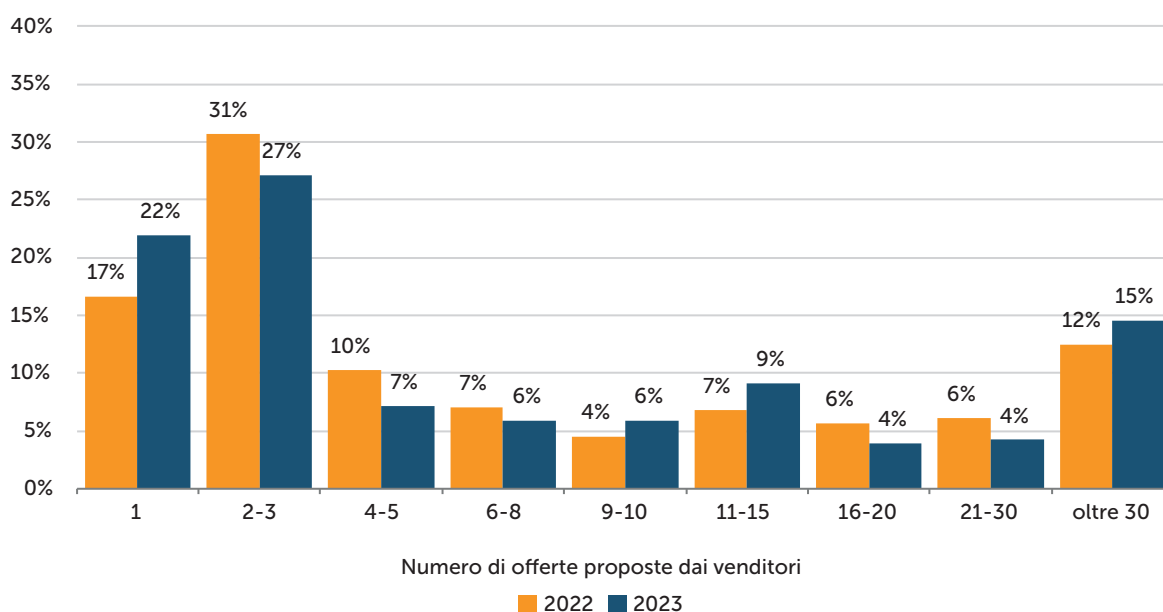
La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 17,1 per la clientela domestica, 7,7 per i condomini con uso domestico e 14,1 per la clientela non domestica, tutti numeri in crescita rispetto al 2022 (quando erano pari, rispettivamente, a 15,1, 6,6 e 13,7). A differenza del 2022, si osserva tuttavia che è la clientela domestica a godere di una maggiore possibilità di scelta rispetto alle altre due categorie di clientela. Il 22% dei venditori, tuttavia, propone ai clienti domestici una sola offerta, il 27% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 51% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio di offerte che va da quattro in su (Fig. 3.21). Rispetto al 2022, è leggermente aumentato il numero di venditori che propone una sola offerta, è un poco diminuito quello che mette a disposizione dei clienti da due a tre offerte, mentre è salita di 2,2 punti percentuali la quota dei venditori che mettono a disposizione della clientela un ampio ventaglio di proposte commerciali (più di 30).

Delle 17,1 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 13,8 sono acquistabili solo online, cioè un canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di offerta risparmiando sui costi di gestione. La quota di venditori che effettua almeno un'offerta online è pari al 19,3%. Nel 17,9% dei casi il numero di offerte online è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti domestici. Pertanto, per la stragrande maggioranza dei venditori il numero di offerte online è risultato inferiore alle offerte

totali. L'interesse delle famiglie verso le offerte online nel 2023 è cresciuto, in quanto è risultato che il 13,4% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità (nel 2022 tale quota era pari al 10,1%).

Se guardiamo ai clienti dei condomini, invece, delle 7,7 offerte mediamente proposte a questa clientela 3,1 sono sottoscrivibili attraverso la rete e, in base ai risultati raccolti, solo il 2% dei punti di riconsegna intestati a condomini risultano avere effettivamente sottoscritto il contratto online (questi numeri sono pressoché stabili rispetto al 2022).

FIG. 3.21 Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori



Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nel caso dei clienti non domestici (altri usi), infine, delle 14,1 offerte mediamente rese loro disponibili, solo 4,9 sono sottoscrivibili online, cosa abbastanza prevedibile, considerando che i clienti non domestici hanno esigenze spesso particolari e, quindi, poco standardizzabili nell'ambito di un'offerta proposta via web; tra questi clienti, tuttavia, il successo delle offerte online è maggiormente significativo, visto che il 20,2% dei clienti risulta avere sottoscritto un'offerta online.

Circa la tipologia di prezzo preferita (Tav. 3.39) è risultato che il 44% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo fisso (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 56% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso³². Le percentuali cambiano nel caso dei condomini, tra i quali i contratti a prezzo variabile sono di gran lunga i più diffusi (86,8%), mentre il 13,2% ha scelto contratti a prezzo fisso. Anche tra i clienti non domestici quelli che preferiscono i contratti a prezzo variabile sono più numerosi (76,7%) di quelli che hanno sottoscritto un contratto a prezzo fisso (23,3%). Guardando alla componente relativa al costo di approvvigionamento del prezzo di questi contratti, si osserva comunque che i contratti a prezzo fisso

³² Tutte le informazioni richieste ai venditori riguardano i contratti in essere nel 2023 a prescindere dall'anno in cui sono stati sottoscritti: in altri termini, il conteggio dei punti di riconsegna che li hanno sottoscritti, l'energia venduta e il prezzo medio indicati dai venditori sono quelli relativi ai clienti che sono stati serviti nel corso dell'anno anche in base a un contratto sottoscritto negli anni precedenti (ma non scaduto).

sono risultati meno convenienti per tutti i tipi di clienti; il differenziale con un contratto a prezzo variabile appare molto ampio per i clienti non domestici, mentre è relativamente più contenuto per i condomini e per i domestici.

La percentuale di clienti che hanno scelto un contratto a prezzo variabile è nettamente aumentata rispetto al 2022: le porzioni di clienti che risultavano avere acquistato un contratto a prezzo variabile nel 2022 erano pari al 67,3% per i domestici, 19,7% per i condomini e 37,2% per gli altri usi. Parte di questi incrementi è ascrivibile al fatto che, a seguito dell'incremento del livello e della volatilità dei prezzi all'ingrosso sperimentato nel 2022, molti venditori hanno preferito orientare la propria offerta su formule di prezzo variabile, riducendo il rischio delle più complesse previsioni e coperture necessarie per formulare un'offerta a prezzo fisso.

TAV. 3.39 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di prezzo e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Contratti a prezzo fisso	44,0%	104,48	13,2%	83,46	23,3%	85,32
Contratti a prezzo variabile	56,0%	94,03	86,8%	75,32	76,7%	59,23
TOTALE CLIENTI	100%	96,18	100%	81,50	100%	62,94

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA. Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.40 *Contratti a prezzo variabile per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di indicizzazione e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

TIPO DI INDICIZZAZIONE DEL CONTRATTO DI VENDITA	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
Con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela	13,13%	89,81	31,96%	80,47	19,59%	79,03
Con indicizzazione all'andamento del Brent	1,97%	92,81	1,93%	82,17	1,01%	59,86
Con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF	27,26%	99,77	7,94%	91,39	18,08%	68,64
Con indicizzazione all'andamento del prezzo del PSV	52,58%	91,54	53,63%	71,05	55,06%	57,52
Con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti da GME	2,43%	82,25	4,11%	65,64	3,64%	64,06
Con indicizzazione limitata	0,00%	46,94	0,00%	0,00	0,00%	36,96
Con altra modalità non altrimenti specificata	2,64%	132,77	0,43%	42,28	2,62%	55,84
TOTALE	100%	94,03	100%	75,32	100%	59,23

(A) Componente relativa ai costi di approvvigionamento.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Non sorprende quindi che per tutte le tipologie di clienti la modalità di indicizzazione dei prezzi più frequente nei contratti a prezzo variabile sia risultata quella legata all'andamento del prezzo del PSV (Tav. 3.40), che tuttavia non

risulta quella con condizioni economiche più vantaggiose. A seguire, la tipologia di prezzo variabile più scelta dai clienti domestici è risultata quella con indicizzazione all'andamento delle quotazioni del TTF, mentre per i condomini e i clienti non domestici è risultata quella con sconto su una delle componenti stabilite dall'Autorità per il servizio di tutela. Analizzando la componente relativa ai costi di approvvigionamento, si riscontra che il contratto più conveniente è quello con indicizzazione limitata che però è scelto da una percentuale di clienti irrisoria. Per tutte le categorie di clienti emerge come particolarmente conveniente anche la tipologia con indicizzazione all'andamento dei mercati gestiti dal GME.

Il 40,2% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente concesso al verificarsi di una determinata condizione (ad esempio, sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che, in media, lo sconto è applicato al 59,9% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 24,8% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile. Percentuali più basse si riscontrano per gli altri clienti: il 18,2% dei condomini ha sottoscritto un contratto con sconto (62% a prezzo fisso e 11,5% a prezzo variabile), mentre nel caso dei non domestici i clienti con un contratto che prevede uno sconto in qualunque forma sono il 18,2% del totale (38% con prezzo fisso e 11,9% con prezzo variabile).

Nei questionari dell'Indagine annuale sul 2023 la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti di vendita del gas naturale è stata indagata con le stesse modalità dello scorso anno. Secondo quanto indicato dai venditori, diversamente dal settore elettrico, la frequenza di contratti che prevedono non un solo servizio aggiuntivo ma una combinazione di servizi aggiuntivi non è molto elevata; essa riguarda infatti circa il 25% dei clienti domestici, l'1,7% dei condomini e il 6,1% circa dei non domestici. In ogni caso, anche nel questionario gas, come nell'elettrico, era richiesto ai venditori di specificare quale fosse la combinazione di servizi aggiuntivi contenuta nei contratti scelti dai propri clienti. Pertanto, i clienti cui afferivano contratti con una combinazione di servizi aggiuntivi sono stati riattribuiti *pro quota* ai servizi aggiuntivi indicati dai venditori (Tav. 3.41).

I risultati ottenuti per i clienti domestici mostrano che nei contratti sottoscritti dalle famiglie la presenza di servizi aggiuntivi è più diffusa tra quelli a prezzo fisso piuttosto che tra quelli a prezzo variabile: il 76,5% dei clienti che ha scelto un'offerta a prezzo fisso sottoscrive un contratto che prevede anche un servizio aggiuntivo, mentre questa percentuale scende al 41,6% nei contratti a prezzo variabile. Nei contratti a prezzo fisso che prevedono un servizio aggiuntivo emerge una netta preferenza (43,6%) per quelli che permettono la partecipazione a un programma punti e per la garanzia di energia 100% "verde" (10,5%), oltre che un buon gradimento (9,4%) per quelli che offrono servizi energetici accessori. Anche la possibilità di ottenere altri prodotti o servizi insieme con il gas riscuote un certo interesse (8,1%). Circa il costo dei servizi aggiuntivi (misurato con la componente del prezzo che copre i costi di approvvigionamento e di vendita), si può osservare che il contratto per i clienti domestici a prezzo fisso più conveniente è quello con omaggio o gadget, sebbene sia scelto da una percentuale di clienti praticamente nulla. Seguono, per convenienza della componente di approvvigionamento, i contratti con servizi energetici accessori. I contratti con garanzia di energia 100% *green*, come appena visto abbastanza apprezzati, evidenziano il prezzo più alto, dopo quello dei contratti con programma punti.

Nei clienti domestici con prezzo variabile, invece, le opzioni più gradite per i contratti con almeno un servizio aggiuntivo risultano essere quelli con garanzia di energia 100% *green* (17,6%), subito dopo i contratti con servizi

energetici accessori (8,7%), infine la partecipazione a un programma punti (7,3%). Per questi clienti il contratto privo di servizi aggiuntivi risulta costare di meno rispetto ai contratti più scelti appena menzionati.

Se si guardano i dati dei condomini con uso domestico si nota anche in questo caso, e comprensibilmente, un elevato disinteresse per i servizi aggiuntivi, specie nei contratti a prezzo fisso: la porzione di punti di riconsegna afferenti ai condomini con contratto a prezzo fisso e privo di servizi aggiuntivi è pari al 79,5% e scende al 73,2% tra quelli che hanno scelto il prezzo variabile. Il contratto con servizi aggiuntivi meno costoso per i condomini con contratto a prezzo variabile risulta quello con omaggi e gadget, ma con una percentuale di scelta sostanzialmente nulla.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, infine, la scelta di contratti privi di servizi aggiuntivi risulta di gran lunga la più diffusa: in media il 79% circa di tali clienti, siano essi a prezzo fisso o a prezzo variabile, sceglie un contratto senza altre opzioni. Il prezzo di tali contratti risulta leggermente superiore al prezzo medio in confronto a tutti i servizi aggiuntivi disponibili.

TAV. 3.41 *Contratti per la fornitura di gas nel mercato libero nel 2023 per tipo di servizi aggiuntivi e prezzo medio (percentuale di clienti che hanno sottoscritto i contratti indicati)*

CONTRATTI	CLIENTI DOMESTICI		CONDOMINI		CLIENTI NON DOMESTICI	
	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³	QUOTA	PREZZO ^(A) c€/m ³
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO FISSO						
Nessun servizio aggiuntivo	23,43%	93,44	65,61%	83,96	79,50%	94,37
Garanzia di energia 100% green	10,45%	100,49	6,79%	79,48	7,58%	77,81
Servizi energetici accessori	9,39%	90,24	5,11%	85,03	4,05%	63,85
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	3,58%	97,49	0,24%	69,25	0,45%	81,85
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	8,09%	91,51	16,31%	62,35	3,26%	85,60
Programma di raccolta punti	43,62%	118,37	5,26%	91,08	4,69%	160,92
Omaggio o gadget	0,08%	49,75	0,05%	35,84	0,00%	29,38
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	1,36%	82,16	0,62%	112,01	0,48%	46,55
TOTALE CONTRATTI A PREZZO FISSO	100%	104,48	100%	83,46	100%	85,32
SERVIZI AGGIUNTIVI DEI CONTRATTI A PREZZO VARIABILE						
Nessun servizio aggiuntivo	58,43%	88,51	81,53%	83,64	73,22%	60,08
Garanzia di energia 100% green	17,57%	126,28	1,48%	75,02	9,33%	70,48
Servizi energetici accessori	8,66%	131,02	6,38%	78,31	5,73%	65,07
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi	0,47%	110,44	0,01%	88,87	0,05%	67,95
Altri prodotti o servizi offerti insieme con il gas	2,75%	130,03	1,86%	79,62	1,15%	72,29
Programma di raccolta punti	7,35%	106,02	7,68%	76,57	6,03%	134,50
Omaggio o gadget	0,29%	140,07	0,04%	51,56	0,03%	47,40
Altro non compreso tra le voci riportate sopra	4,48%	59,85	1,02%	56,88	4,46%	55,32
TOTALE CONTRATTI A PREZZO VARIABILE	100%	94,03	100%	75,32	100%	59,23

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori regolati.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi dell'attività di distribuzione di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la panoramica sullo stato dei servizi nel settore del gas.

Nell'Indagine annuale sui settori energetici, i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati pre-consuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2023 e confermato (o rettificato) i dati sul 2022 forniti in via preconsuntiva lo scorso anno; questi ultimi sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*).

Hanno risposto all'Indagine 63 delle 68 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate nei due anni considerati³³; le imprese attive al 31 dicembre 2023 erano 60.

Anche in questo segmento del settore gas ogni anno si registrano diverse operazioni societarie tra i soggetti che vi operano. Le principali che nel 2023 hanno riguardato l'attività di distribuzione, misura e vendita di altri gas a mezzo reti canalizzate e che sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- dall'inizio dell'anno Eni ha ceduto il relativo ramo d'azienda a Eni Sustainable Mobility e iReti ha scisso il ramo d'azienda per questa attività cedendolo alla società del suo gruppo iReti Gas; inoltre anche la società Sinergas ha ceduto la gestione della rete canalizzata di Sarroch (CA) a Eni Sustainable Mobility, la quale gestisce la rete in qualità di distributore, mentre il servizio di vendita agli utenti è rimasto in capo a Sinergas;
- a metà anno Distribuzione Gas Badano è stata incorporata in Badano Gas e Janagas è stata incorporata in Mediterranea Energia Ambiente (in sigla MEDEA); entrambe le società incorporate facevano parte dello stesso gruppo societario dell'incorporante;
- a fine anno, infine, Metema Gestioni ha ceduto l'attività a Goldengas, Energie des Alpes è stata incorporata in Energetica e Carbotrade Gas è stata incorporata in Beyfin; anche in questo caso entrambe le società incorporate facevano parte dello stesso gruppo societario dell'incorporante.

Dopo la significativa caduta (-7%) nel 2022, anche nel 2023 i prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete sono diminuiti del 7,1%, da 31 a 28,8 M(m³), anche a causa della netta riduzione (-6%) dei gruppi di misura alimentati da questi gas, che sono scesi da 162.488 a 152.749 unità (Tav. 3.42).

TAV. 3.42 Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³) e numero di GdM)

TIPO DI GAS	2022		2023		VARIAZIONE 2022-2023	
	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI
GPL	14,5	115.695	13,9	105.714	-3,8%	-8,6%
Aria propanata	13,0	43.993	11,7	44.242	-10,1%	0,6%
Altri gas	3,4	2.800	3,1	2.793	-9,8%	-0,2%
TOTALE	31,0	162.488	28,8	152.749	-7,1%	-6,0%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

³³ I cinque operatori che non hanno risposto nei dati del 2022 risultano possedere nel loro insieme un'incidenza dello 0,57% in termini di volumi distribuiti e dello 0,74% in termini di gruppi di misura allacciati.

In termini percentuali, la diminuzione più forte nei volumi distribuiti si è registrata a carico dell'aria propanata i cui prelievi sono scesi del 10,1% (da 13 a 11,7 M(m³)), ma anche i volumi degli altri gas hanno subito un pressoché analogo ridimensionamento: -9,8%, da 3,4 a 3,1 M(m³). Una migliore tenuta si è avuta per i consumi di GPL, scesi solo del 3,8%, da 14,5 a 13,9 M(m³). La marcata contrazione dei gruppi di misura è invece da attribuire pressoché interamente al GPL, dove i clienti sono diminuiti di quasi 10.000 unità. Infatti, i gruppi di misura alimentati ad aria propanata hanno registrato un lieve incremento, mentre i clienti alimentati da altri gas sono rimasti sostanzialmente invariati.

Rispetto al 2022 anche il consumo medio unitario è lievemente diminuito (-1,2%), passando da 191 a 188 m³, ma come sempre restano le marcate differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 132 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 265 m³ dell'aria propanata e con i 1.111 m³ degli altri gas.

Dato l'andamento dei prelievi e dei punti, il consumo medio unitario di aria propanata è quello che ha subito il maggiore ridimensionamento (-10,6%) rispetto al 2022; ma anche quello degli altri gas è diminuito del 9,6%. All'opposto, il consumo medio di GPL è cresciuto del 5,3%.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 48% dei volumi complessivamente erogati e il 69% dei clienti serviti. Il resto dei clienti (29%) è allacciato a reti alimentate ad aria propanata, che rappresentano il 42% dei volumi distribuiti. Gli altri tipi di gas, che rappresentano solo il 2% dei clienti, possiedono una quota minore (11%) del gas complessivamente distribuito.

TAV. 3.43 *Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale (volumi in M(m³); numero di esercenti; numero di clienti; numero di comuni serviti)*

REGIONE	2022				2023			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	11	1,30	8.540	86	12	1,35	9.171	87
Valle d'Aosta	3	0,09	581	7	3	0,10	610	7
Lombardia	15	5,34	12.477	59	15	5,01	12.594	59
Trentino-Alto Adige	2	0,24	1.073	8	2	0,25	1.094	8
Veneto	4	0,19	1.282	11	4	0,20	1.309	11
Friuli-Venezia Giulia	5	0,75	2.126	10	5	0,76	2.136	10
Liguria	13	1,25	11.315	67	13	1,24	11.732	67
Emilia-Romagna	12	1,40	10.125	49	12	1,42	9.974	49
Toscana	14	2,89	23.861	135	14	2,74	23.915	135
Umbria	8	0,56	4.917	34	8	0,61	4.960	34
Marche	10	0,44	2.787	32	10	0,44	2.815	32
Lazio	13	1,44	16.603	58	13	1,29	16.359	57
Abruzzo	7	0,29	3.149	10	7	0,15	3.146	10
Molise	1	0,03	194	1	1	0,03	200	1

(segue)

REGIONE	2022				2023			
	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	ESERCENTI ^(A)	VOLUMI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Campania	3	0,14	1.042	9	3	0,14	1.020	9
Puglia	1	0,03	144	1	1	0,02	145	1
Basilicata	2	0,07	335	2	2	0,06	334	2
Calabria	1	0,09	1.067	5	1	0,07	968	5
Sicilia	2	0,04	230	3	2	0,04	236	3
Sardegna	5	14,38	60.640	63	5	12,85	50.031	52
ITALIA	-	30,97	162.488	650	-	28,77	152.749	639

(A) In questa colonna gli esercenti sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di rilievo rispetto agli anni passati. Con il 45% dei volumi complessivamente prelevati e il 33% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (a lungo non metanizzata) rimane la Regione con i consumi maggiori in Italia, sebbene l'arrivo del gas naturale, e la conseguente conversione di alcuni impianti di distribuzione, stia lentamente erodendo i consumi dei gas diversi. La trasformazione degli impianti a gas naturale emerge anche dal conteggio del numero di comuni serviti, che è in calo da qualche anno: nel 2022 il servizio raggiungeva 63 comuni che sono scesi a 52 nel 2023. Con il 17% dei volumi erogati e l'8% dei clienti serviti, la Lombardia è la seconda Regione per importanza, seguita da Toscana (10% dei volumi distribuiti e 16% dei gruppi di misura), Emilia-Romagna (5% dei volumi e 7% dei clienti), Liguria e Lazio (4% dei volumi e, rispettivamente, 8% e 11% dei clienti serviti).

I comuni italiani raggiunti dal servizio di distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale nel 2023 sono risultati complessivamente 639. Il numero di comuni serviti è diminuito di 11 unità rispetto al 2022, principalmente per effetto della conversione delle reti a gas naturale. In particolare, si contano: 11 comuni in meno in Sardegna, 1 comune in meno in Lazio e un comune in più in Piemonte.

TAV. 3.44 Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (in km)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Piemonte	0	195,2	80,1	94,6%	5,4%
Valle d'Aosta	0	21,0	0,0	92,7%	7,3%
Lombardia	0	130,4	121,6	87,4%	12,6%
Trentino-Alto Adige	0	23,9	1,2	100,0%	-
Veneto	0	28,0	2,0	100,0%	-
Friuli-Venezia Giulia	0	9,2	46,4	85,3%	14,7%
Liguria	3,476	156,4	81,5	97,3%	2,7%
Emilia-Romagna	25,244	137,5	112,0	90,9%	9,1%
Toscana	0,709	395,0	218,6	93,1%	6,9%
Umbria	0	73,8	51,9	96,5%	3,5%

(segue)

REGIONE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Marche	0	37,4	46,5	77,0%	23,0%
Lazio	0	197,7	212,1	92,5%	7,5%
Abruzzo	0	49,8	8,0	65,0%	35,0%
Molise	0	2,3	1,2	100,0%	-
Campania	0	3,2	59,3	100,0%	-
Puglia	0	7,0	0,0	100,0%	-
Basilicata	0	4,1	6,5	100,0%	-
Calabria	0	53,7	0,0	100,0%	-
Sicilia	0	6,1	3,3	100,0%	-
Sardegna	0	571,7	530,6	81,9%	18,1%
ITALIA	29,429	2.103,3	1.582,9	89,1%	10,9%
di cui non in funzione	0	13,2	29,8	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

L'estensione delle reti alimentate da gas diversi dal gas naturale (Tav. 3.44) è di circa 3.700 km (di cui l'81% alimentati a GPL), con circa 40 km non in funzione. Nel 2023 l'estensione complessiva delle reti è diminuita di circa 700 km rispetto al 2022; si osservano, infatti, 111 km in meno sulla rete in media pressione, 625 in meno su quella in bassa pressione e, al contrario, 29 km di nuova rete in alta pressione tra Liguria ed Emilia-Romagna.

La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni e le società patrimoniali delle reti risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 10,9% (in lieve aumento rispetto agli anni precedenti). Le quote di proprietà dei Comuni più significative si registrano in Abruzzo (35%), Marche (23%) e Friuli-Venezia Giulia (14,7%).

Le 68 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate nei due anni considerati si dividono quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (34 casi) e quella di società per azioni (30 casi); le restanti quattro imprese si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

La concentrazione nella distribuzione a mezzo rete dei gas diversi dal gas naturale è leggermente aumentata nel 2023: la quota dei primi tre operatori è risultata infatti pari al 61,7% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.45), mentre nel 2022 era pari al 58,4%. Le prime cinque imprese contano per il 74,8% (71,3% nel 2022).

Nonostante i volumi di gas erogato siano scesi quasi per tutti i distributori, la classifica dei primi venti non risulta molto cambiata rispetto allo scorso anno, soprattutto nelle posizioni più elevate.

La quota del primo operatore Mediterranea Energia Ambiente (Medea), che è il distributore del gruppo Italgas che opera in Sardegna, è cresciuta (dal 37,6% al 40,7%), grazie all'incorporazione di Janagas che nel 2022 era

al quinto posto. Nel 2022 Janagas era entrata nel gruppo Italgas dopo avere acquisito da Sarda Reti Gas dodici concessioni di distribuzione e vendita di GPL, con relative reti e impianti, in diversi comuni della Sardegna. La società Liquigas è rimasta in seconda posizione con una quota dell'11,4% (aveva l'11% nel 2022). Il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, è in terza posizione come nel 2022 con una quota del 9,5% (era al 9,8%). In tale Comune è localizzata la raffineria di Eni che produce, tra l'altro, gas destinato all'alimentazione della centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone (PV) di proprietà di EniPower. Eni Sustainable Mobility, la società del gruppo Eni che ha acquisito l'attività di distribuzione dei gas diversi da Eni, ha conservato la quarta posizione, sostenuta anche dall'acquisizione degli impianti in provincia di Cagliari da Sinergas. Da sottolineare l'arrivo in quinta posizione della società Beyfin che ha incorporato Carbotrade Gas: grazie a tale acquisizione i volumi erogati da Beyfin risultano più che raddoppiati rispetto al 2022 (+144%). Lo scorso anno le due società si trovavano, rispettivamente, al decimo e all'ottavo posto; se si sommano i volumi erogati dalle due imprese nel 2022 e si confronta questa somma con il volume erogato da Beyfin nel 2023, l'incremento nei volumi erogati scende all'1%.

Anche Goldengas è salita di quattro posizioni (dal 13° al 9° posto) grazie all'acquisizione degli impianti di Metema Gestioni, attraverso i quali i volumi erogati nel 2023 da Goldengas sono saliti, rispetto al 2022, del 27,7%, da 0,35 a 0,45 G(m³).

Una minore concentrazione caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori, nell'ordine Liquigas con il 23,6%, Eni Sustainable Mobility con il 10,2% e Medea con l'8,6%, hanno distribuito il 42,4% del totale; i primi cinque, che si ottengono aggiungendo ai tre menzionati anche Beyfin e Butan Gas, il 56,5%. Nel 2022 la quota dei primi tre operatori, gli stessi del 2022 ma con Janagas al posto di Medea, che l'ha incorporata, era leggermente più elevata e pari al 43,2%; quella dei primi cinque, che comprendevano anche Butan Gas e Centria (scesa al sesto posto nel 2023 per il superamento da parte di Beyfin), era più bassa e pari al 54,2%.

TAV. 3.45 Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2023 (volumi in M(m³))

SOCIETÀ	VOLUMI 2023	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Mediterranea Energia Ambiente (Medea)	11,71	40,7%	1°
Liquigas	3,29	11,4%	2°
Comune di Sannazzaro de' Burgondi	2,72	9,5%	3°
Eni Sustainable Mobility	2,62	9,1%	4°
Beyfin	1,13	3,9%	10°
Butan Gas	0,85	2,9%	6°
Centria	0,68	2,4%	7°
AGN Energia	0,54	1,9%	9°
Goldengas	0,45	1,6%	13°
Socogas	0,44	1,5%	11°
2i Rete gas	0,38	1,3%	12°
Lunigas I.F.	0,34	1,2%	14°
Magigas	0,29	1,0%	16°
Autogas Riviera	0,26	0,9%	15°
Bragas	0,25	0,9%	19°

(segue)

SOCIETÀ	VOLUMI 2023	QUOTA	POSIZIONE NEL 2022
Univergas Italia	0,25	0,9%	18°
Olivi	0,22	0,8%	20°
iReti Gas	0,19	0,7%	22°
Ultragas C.M.	0,17	0,6%	24°
CIME Costruzioni Impianti Metano	0,17	0,6%	23°
Altri	1,81	6,3%	-
TOTALE	28,71	100%	-

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

Nell'aprile 2023 l'Autorità ha approvato³⁴ i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas per il periodo 2024-2027 (RTTG 2024-2027). È stata confermata la metodologia della "distanza (percorsa)³⁵ ponderata per la capacità (impegnata)", prevista dal codice TAR³⁶ e introdotta nel precedente periodo regolatorio. Come in passato, vi sono corrispettivi di entrata e di uscita, i cui proventi devono consentire di recuperare, rispettivamente, il 25% e il 75% dei costi di capitale complessivi del sistema (nella precedente regolazione tariffaria tali percentuali erano rispettivamente del 28% e del 72%). Come in precedenza, sono stati fissati corrispettivi di entrata differenziati per ciascuno dei punti di immissione nella rete nazionale di gas: da produzione nazionale, da importazione via metanodotto, da importazione via impianto di rigassificazione e da stoccaggio. Anche i corrispettivi di uscita sono differenziati, sia per i prelievi sul territorio nazionale – a seconda che il punto di uscita sia più o meno distante di 15 km dalla rete nazionale –, sia per le esportazioni, per le quali i valori sono associati a ciascun metanodotto.

Relativamente alla misura, è stato superato il corrispettivo unico applicato ai clienti finali, differenziandolo in funzione della portata dell'impianto di misura ubicato presso di esso. Sono state eliminate le maggiorazioni nel tasso di remunerazione dei nuovi investimenti, sostituendole con meccanismi sperimentali di incentivazione finalizzati al mantenimento in esercizio delle reti completamente ammortizzate e all'utilizzo delle centrali di compressione *dual fuel* per la fornitura di servizi di flessibilità al mercato per il servizio di dispacciamento. Infine, nei meccanismi di riconoscimento dei costi vi è stato un primo raccordo con la regolazione per obiettivi di spesa e servizio (ROSS)³⁷.

34 Allegato A alla delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, Regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) – RTTG 2024-2027.

35 Distanza tra punto di entrata e punto di uscita dalla rete di trasporto del gas.

36 Regolamento (UE) 460/2017 della Commissione europea del 16 marzo 2017, finalizzato all'armonizzazione delle strutture tariffarie del trasporto del gas all'interno dell'Unione europea.

37 Regolazione contenuta nel Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031), allegato A alla delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com.

Nel maggio 2023 sono quindi state approvate³⁸ le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto del gas naturale presentate dalle imprese per l'anno solare 2024 (Tav. 3.46).

TAV. 3.46 Tariffe di trasporto e relativa misura per l'anno 2024

Corrispettivo unitario variabile (commodity) (in €/S(m³))

CORRISPETTIVI UNITARI VARIABILI	
CV _U	0,0076072
CV _{FC}	-

Corrispettivi unitari di capacità (in €/anno/S(m³)/giorno)

CP _E – CORRISPETTIVI DI ENTRATA			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	3,011917	Tarvisio	1,234623
Gela	2,761324	Gorizia	1,140801
Passo Gries	1,255549	Melendugno	2,019556
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	1,022014	GNL Cavarzere	0,921135
GNL OLT Livorno	1,201129	GNL Piombino	1,219346
GNL Ravenna	0,866822		
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			0,445801
10 hub di aggregazione dei 92 campi di produzione nazionale di gas naturale o biometano			
Produzione Hub 1 – Nord Occidentale	0,816272	Produzione Hub 2 – Nord Orientale	0,785735
Produzione Hub 3 – Rubicone	0,813581	Produzione Hub 4 – Falconara	0,945514
Produzione Hub 5 – Pineto	1,097220	Produzione Hub 6 – San Salvo	1,291736
Produzione Hub 7 – Candela	1,437776	Produzione Hub 8 – Monte Alpi	1,720701
Produzione Hub 9 – Crotone	2,137750	Produzione Hub 10 – Gagliano	2,577004
CPU – CORRISPETTIVI DI USCITA			
6 punti di interconnessione con le esportazioni			
Bizzarone	3,333667	Passo Gries	3,700192
Gorizia	3,132016	Melendugno	3,674472
Repubblica di San Marino	2,304301	Tarvisio	3,418594
Hub stoccaggio			
Siti stoccaggio di Stogit, Edison Stoccaggio, Italgas Storage			1,305915
Punti di riconsegna per i prelievi sul territorio italiano			
Distanti meno di 15 Km dalla rete nazionale	2,810118	Distanti più di 15 Km dalla rete nazionale	2,946377

38 Delibera 30 maggio 2023, 234/2023/R/gas.

Corrispettivi per il servizio di misura

CM	
CMT (€/anno/S(m ³)/giorno)	0,107146
CMCFPDR (€/anno/PdR)	
Q erogata ^(A) ≤ 16	30
16 < Q erogata ^(A) ≤ 65	200
65 < Q erogata ^(A) ≤ 200	450
200 < Q erogata ^(A) ≤ 4.000	5.100
Q erogata ^(A) > 4.000	8.000

(A) La quantità erogata è espressa in m³/standard/ora.

Fonte: ARERA.

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata applicati dall'operatore principale del trasporto Snam Rete Gas. In dettaglio è prevista una riduzione del 15% dei corrispettivi CP_E per un'interruzione massima di 29 giorni per il punto di entrata di Passo Gries e di 37 giorni per gli altri punti di entrata, con preavviso entro le ore 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione.

Sono inoltre applicate, agli utenti del servizio di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie addizionali³⁹:

- GS_T, destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- RE_T, destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- UG_{3T}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto;
- CRV^{BL}, relativa agli oneri connessi al bilanciamento del sistema gas;
- CRV^{CS}, a copertura dei costi per la disponibilità di stoccaggio strategico;
- CRV^{FG}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di rigassificazione;
- CRV^{FG}, per gli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di copertura dei ricavi per il servizio di rigassificazione;
- CRV^{OS}, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore di garanzia dei ricavi per il servizio di stoccaggio;
- CRVST, a copertura degli oneri derivanti dalla nuova disciplina del *settlement* gas;
- CRV^I, a copertura degli oneri per il contenimento dei consumi di gas.

Il valore di tali componenti viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre gennaio-aprile 2024, la componente GS_T⁴⁰ è stata azzerata, la RE_T ordinaria⁴¹ è pari a 1,1768 c€/m³, la UG_{3T} ammonta⁴² a 0,4227 c€/m³, la

39 Art. 41 dell'RTTG 2024-2027.

40 Comma 2.4 delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com.

41 Comma 2.6 delibera 633/2023/R/com, il quale prevede che per le imprese a forte consumo di gas naturale, di cui alla delibera 2 novembre 2022, 541/2022/R/gas, la componente RET sia più bassa e compresa tra 0,1300 e 0,3129 c€/m³.

42 Comma 2.5 delibera 633/2023/R/com.

CRV^{BL} è pari⁴³ a 1 c€/m³, la CRV^{CS} è pari⁴⁴ a 0,2519 c€/m³, la CRV^{FG} è stata azzerata⁴⁵, la CRV^{OS} è pari⁴⁶ a 3,64 c€/m³, la CRVST ammonta⁴⁷ a 3,5 c€/m³, mentre la CRV^I è pari⁴⁸ a 0,2570 c€/m³.

Rigassificazione

Nel maggio 2023 l'Autorità ha definito⁴⁹ i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione di gas naturale liquefatto per il periodo 2024-2027. Sono stati sostanzialmente confermati i criteri di riconoscimento dei costi del servizio seguiti in precedenza e vi è stato l'allineamento di alcuni aspetti alla regolazione per obiettivi di spesa e servizio (ROSS).

Nel giugno 2023 l'Autorità ha quindi approvato⁵⁰ le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2024, presentate dalle società: GNL Italia per il terminale di Panigaglia; Terminale GNL Adriatico per l'impianto di Rovigo; OLT Offshore LNG Toscana per il terminale di Livorno; FSRU Italia per il terminale di Piombino (Tav. 3.47).

TAV. 3.47 Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2023

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO	PIOMBINO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{qs} (€/m ³ liquido/anno)	6,492768	20,830275	24,809480	11,467980
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m ³ liquido/anno)	0,146999	-	0,086012	0,010854
Quota % a copertura di consumi e perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{cp} (per m ³ consegnato)	1,66%	0,65%	0,99%	1,10%
Corrispettivo unitario a copertura dei costi di natura monetaria associati ai consumi della catena di rigassificazione	C_{cp} (€/m ³ liquido/anno)	2,7694	-	-	-
Corrispettivo unitario a copertura dei costi relativi al sistema di Emission Trading	C_{ETS} (€/m ³ liquido/anno)	1,144695	0,623530	0,865152	1,039816

Fonte: ARERA.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2019 l'Autorità ha definito⁵¹ i criteri di regolazione delle tariffe (RTSG) e della qualità (RQSG) del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2025).

43 Comma 2.10 delibera 633/2023/R/com.

44 Comma 2.12 delibera 633/2023/R/com e comma 2.10 delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com.

45 Comma 2.7 delibera 633/2023/R/com e comma 3.5 delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

46 Comma 2.9 delibera 633/2023/R/com e comma 2.7 delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com.

47 Comma 2.11 delibera 633/2023/R/com.

48 Comma 2.8 delibera 633/2023/R/com e comma 2.6 delibera 429/2023/R/com.

49 Delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas, come modificata con delibera 22 giugno 2023, 279/2023/R/gas.

50 Delibera 279/2023/R/gas.

51 Delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas.

Nell'agosto 2022 l'Autorità ha approvato⁵² i ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio del gas naturale relativi all'anno 2023. In esito alla definizione dei ricavi, le società Stogit e Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi tariffari per l'anno termico 2023-2024 (Tav. 3.48), come previsto dalla regolazione. In aggiunta ai corrispettivi suddetti, alla fine del 2017 è stato introdotto⁵³ il contributo compensativo per il mancato utilizzo del territorio, a favore delle regioni, fissato in misura pari 0,00001 euro/anno per kWh di capacità di spazio conferita e applicato dal 1° aprile 2018.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari esposti hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario delle imprese di produzione nazionale, che insieme assorbono una quota inferiore al 2% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità ed è finalizzato a fronteggiare eventuali criticità negli approvvigionamenti o nel funzionamento del sistema gas, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile CRV^{CS}, applicato alle quantità di gas trasportato⁵⁴. Per il periodo dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2024 il corrispettivo CRV^{CS} è pari a 0,2519 c€/S(m³)⁵⁵.

TAV. 3.48 Tariffe di stoccaggio per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio C _s	c€/KWh/a	0,090814	0,183141
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione C _i	€/KWh/g/a	6,276702	15,702174
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione C _e	€/KWh/ g/a	8,840405	20,077627

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

La capacità di stoccaggio restante (oltre il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali, disciplinate dalla regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST), come definita dall'Autorità nel febbraio 2019⁵⁶. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione degli operatori del mercato del gas naturale. Nella tavola 3.49 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit e Edison Stoccaggio tra marzo e settembre 2023 per l'anno termico 1° aprile 2023-31 marzo 2024.

TAV. 3.49 Esiti delle aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione per il periodo 1 aprile 2023-31 marzo 2024 (capacità in GWh e prezzi in c€/kWh)

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	73.364	0,592948
Edison Stoccaggio	9.525	0,699143
TOTALE	82.889	0,605151

Fonte: Elaborazioni ARERA su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

52 Delibera 2 agosto 2023, 384/2022/R/gas.

53 Punto 3 della delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

54 Delibera 20 ottobre 2020, 396/2020/R/gas.

55 Comma 2.10 delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com.

56 Delibera 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

Rispetto all'anno precedente, si registra:

- una contrazione nel numero delle aste concluse con assegnazione (da 79 a 10);
- una ripresa nella capacità conferita su base d'asta (+30 TWh, +59%);
- il ritorno a ordini di grandezza consueti nei livelli dei corrispettivi (prezzi medi di assegnazione), saliti dagli 0,15 €/MWh del 2022 ai 6,05 €/MWh del 2023, che risultano anche superiori ai livelli pre-pandemici (circa il doppio dell'anno termico 2019-2020).

Le variazioni suddette indicano il ritorno dell'interesse degli operatori per il servizio nel 2023, determinato anche dai timori di nuove *escalation* nel conflitto russo-ucraino e conseguenti tensioni nelle quotazioni dei mercati all'ingrosso o difficoltà di approvvigionamento.

Distribuzione

La regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale (RTDG) vigente per il periodo 2020-2025 è stata definita alla fine del 2019⁵⁷ ed è caratterizzata, tra l'altro, dai seguenti elementi:

- costi operativi iniziali del 2020 sensibilmente inferiori ai precedenti e differenziati secondo la dimensione dell'impresa distributrice e la densità della clientela servita;
- riduzione annua dei costi operativi dipendente dalla dimensione dell'impresa e compresa tra il 3,53%, per gli esercenti con oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, e il 6,59%, per le imprese con meno di 50.000 punti di riconsegna serviti;
- tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) identico per l'attività di distribuzione e quella di misura; per l'anno 2024 il suo valore è stato fissato⁵⁸ al 6,5%.

Come nel periodo regolatorio precedente, le società di distribuzione devono applicare una tariffa obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- Nord-occidentale (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria);
- Nord-orientale (Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna);
- centrale (Toscana, Umbria e Marche);
- Centro-Sud-orientale (Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata);
- Centro-Sud-occidentale (Lazio e Campania);
- meridionale (Calabria e Sicilia);
- Sardegna.

La quota fissa (t1, €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (t1dis), misura (t1mis) e commercializzazione (t1cot). A partire dal 1° gennaio 2015, gli elementi t1dis e t1mis sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (t3, €/m³) è articolata per scaglione di consumo.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2024 sono stati fissati⁵⁹ nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.50 (quote fisse t1) e nella tavola 3.51 (quota variabile t3). Rispetto all'anno precedente sono aumentate sia le quote fisse (mediamente di circa dieci punti

57 Delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

58 Delibera 28 novembre 2023, 556/2023/R/com.

59 Delibera 28 dicembre 2023, 631/2023/R/gas.

percentuali), sia le quote variabili (in media di circa 16 punti percentuali), anche a compensazione della riduzione nei volumi distribuiti.

TAV. 3.50 *Articolazione della quota fissa t1 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2024 (in €/punto di riconsegna/anno)*

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO						
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE	SARDEGNA
t1 (dis)							
da G4 a G6	46,78	38,85	44,45	37,46	51,74	64,99	3697,23
da G10 a G40	335,49	283,23	295,47	273,92	375,68	450,25	4082,49
oltre G40	712,08	590,19	730,38	574,10	775,45	1016,66	4648,90
t1 (mis)							
da G4 a G6	29,20	26,57	26,97	26,45	31,37	29,42	29,42
da G10 a G40	200,42	184,54	171,01	184,20	218,65	195,18	195,18
oltre G40	423,75	382,96	420,58	384,47	449,77	438,87	438,87
t1 (cot)	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97

Fonte: ARERA.

TAV. 3.51 *Articolazione della quota variabile t3 della tariffa obbligatoria di distribuzione per il 2024 (in c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno)*

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD-OCCIDENTALE	NORD-ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD-ORIENTALE	CENTRO-SUD-OCCIDENTALE	MERIDIONALE E SARDEGNA
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	9,4791	6,9824	9,5525	11,7292	16,5431	22,6036
481-1.560	8,6760	6,3909	8,7432	10,7354	15,1415	20,6886
1.561-5.000	8,7125	6,4178	8,7800	10,7806	15,2052	20,7756
5.001-80.000	6,5100	4,7954	6,5605	8,0554	11,3614	15,5237
80.001-200.000	3,2976	2,4291	3,3231	4,0804	5,7550	7,8634
200.000-1.000.000	1,6184	1,1921	1,6309	2,0025	2,8244	3,8592
Oltre 1.000.000	0,4502	0,3316	0,4537	0,5571	0,7857	1,0736

Fonte: ARERA.

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel primo trimestre 2024):

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1186 c€/m³ fino a 200.000 m³/anno, 0,0600 c€/m³ oltre tale soglia)⁶⁰;
- UG₁, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di eventuali conguagli (1,4455 c€/m³ fino a 200.000 sm³/anno, 0,7304 c€/m³ oltre tale soglia)⁶¹;

60 Comma 2.1 delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/com.

61 Comma 2.1 delibera 633/2023/R/com.

- UG_{2c} , a compensazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi, che determina un importo negativo per i clienti con consumi fino a 685 m³/anno e positivo per quelli oltre tale soglia⁶²;
- UG_{3INT} , a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0387 c€/m³)⁶³;
- UG_{3UI} , a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (0,0024 c€/m³)⁶⁴;
- UG_{3FT} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,4227 c€/m³)⁶⁵;
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati (azzerata dal 1° ottobre 2021 per contenere gli aumenti nei prezzi finali)⁶⁶;
- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (valori ordinari pari a 1,2695 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno e 0,7057 c€/m³ oltre tale soglia)⁶⁷;
- ST, relativa allo sconto tariffario di gara di cui all'art. 13 del decreto 12 novembre 2011 in materia di affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale (il valore di tale componente, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente);
- VR, a copertura della differenza tra VIR e RAB di impianti di distribuzione oggetto di gara per l'affidamento del servizio⁶⁸ (l'ammontare di questa componente tariffaria, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente);
- CE, relativa alla compensazione transitoria triennale dei maggiori costi unitari relativi al servizio di distribuzione delle aree di nuova metanizzazione con costi unitari elevati (il valore di questa componente, qualora presente, è calcolato per singolo ambito tariffario ed è espresso in euro per punto di riconsegna al cliente).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2023 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato di 77 c€/m³ (Tav. 3.52). Tale prezzo risulta inferiore di un terzo (-31%) rispetto all'anno precedente (111,2 c€/m³). La diminuzione, che discende dai forti cali nel costo della materia prima avvenuti nei mercati all'ingrosso dopo i picchi registrati nel 2022, causati dall'avvento del conflitto russo-ucraino, non coinvolge tutte le categorie di clienti nello stesso modo, risultando correlata alla loro classe dimensionale. Così, se da un lato i grandissimi clienti (oltre 2 milioni di m³/anno) presentano un valore più che dimezzato (-56,5%, -73,9 cent/m³),

62 La componente UG_{2c} è costituita da una quota fissa, pari a -26,13 €/cliente/anno, e una quota variabile (c€/m³) applicata ai consumi tra 121 e 200.000 m³/anno, in misura differenziata per classe di consumo, con valori compresi tra 4,62 c€/m³, per i consumi da 121 a 480 m³/anno, e 0,66 c€/m³, per i consumi da 80.001 a 200.000 m³/anno (articolo 5 delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com).

63 Comma 2.2 delibera 633/2023/R/com.

64 Comma 2.2 delibera 633/2023/R/com.

65 Comma 2.2 delibera 633/2023/R/com.

66 Comma 2.1 delibera 633/2023/R/com, articolo 2 delibera 396/2021/R/com, decreto legge n. 130/2021.

67 Comma 2.3 delibera 633/2023/R/com, il quale prevede che per le imprese a forte consumo di gas naturale, di cui alla delibera 2 novembre 2022, 541/2022/R/gas, la componente RE sia più bassa e compresa tra 0,1300 e 0,3291 c€/m³.

68 Il cui valore è dato dalla differenza tra il Valore Industriale Residuo (VIR) degli impianti e il valore contabile degli stessi a fini tariffari (*Regulatory Asset Base*).

dall'altro i clienti più piccoli (fino a 5 mila m³/anno, essenzialmente domestici) hanno avuto una riduzione molto contenuta, sia in termini percentuali (-2,8%) che in termini assoluti (-2,9 €cent/m³). Le classi centrali (consumi da 5 mila a 2 milioni di m³/anno) presentano un'evoluzione intermedia, caratterizzata da un calo uniforme in valore assoluto (circa 29 €cent/m³) che incide in misura compresa tra il 25 e il 30%.

TAV. 3.52 *Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (in c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inferiore a 5.000	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1	58,3	63,4	58,1	65,9	103,1	100,2
Tra 5.000 e 50.000	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1	48,4	50,7	43,7	55,0	117,9	88,5
Tra 50.000 e 200.000	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2	43,7	44,7	37,3	48,8	113,6	85,0
Tra 200.000 e 2.000.000	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8	31,4	33,8	27,3	38,5	101,4	71,3
Tra 2.000.000 e 20.000.000	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0	26,5	28,2	21,9	35,1	93,9	65,3
Superiore a 20.000.000	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3	29,2	22,4	16,9	52,8	130,4	56,7
TOTALE	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3	40,0	39,2	33,9	52,3	111,2	77,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

TAV. 3.53 *Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2023 (c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³)*

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	99,7	85,8	78,1	72,0	-	-	99,5
Condominio uso domestico	91,4	90,9	89,8	86,5	-	-	90,7
Attività di servizio pubblico	99,6	84,2	83,8	76,4	77,3	91,8	82,9
Commercio e servizi	105,7	86,8	83,7	69,0	66,8	68,5	81,6
Industria	110,1	90,6	85,2	72,7	65,3	57,5	66,2
Generazione elettrica	94,8	81,8	79,3	69,4	63,9	55,8	57,6
TOTALE	100,2	88,5	85,0	71,3	65,3	56,7	77,0

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Nella tavola 3.53 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi del 2023 per dimensione e tipologia di cliente. I comparti produttivi aventi taglie dimensionali più elevate, quali l'industria e la generazione elettrica, presentano i valori mediamente più bassi di quelli delle attività con maggiore presenza di piccole e medie imprese (servizi e commercio), che rimangono comunque inferiori ai livelli di prezzo delle utenze domestiche, sia individuali che centralizzate (condomini).

Nella tavola 3.54 viene mostrato lo spaccato dei clienti con usi domestici (famiglie e condomini) tra le due principali condizioni contrattuali alle quali è avvenuta la fornitura agli stessi per i consumi fino a 200.000 m³/anno sino al 2023, ovvero il servizio di tutela e il mercato libero, con dettaglio per classe dimensionale e andamento nell'ultimo decennio.

TAV. 3.54 *Prezzi medi finali a clienti con usi domestici, per classe di consumo e tipo di mercato (c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³)*

CLASSE DI CONSUMO ANNUO E MERCATO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Inferiore a 5.000 m³											
Servizio di tutela	60,2	56,8	52,8	47,7	48,2	55,8	60,4	51,0	62,3	115,7	82,6
Mercato libero	63,7	62,4	60,1	56,8	56,1	60,3	65,5	62,0	67,9	95,3	105,7
Differenziale	5,8%	10,0%	13,9%	19,2%	16,5%	8,1%	8,3%	21,8%	8,9%	-17,6%	28,0%
Tra 5.000 e 50.000 m³											
Servizio di tutela	52,2	44,1	44,7	37,8	39,2	46,4	48,9	39,6	49,3	115,8	75,9
Mercato libero	50,9	47,6	46,1	42,8	43,5	48,6	50,9	44,1	58,0	124,7	89,0
Differenziale	-2,4%	8,0%	3,1%	13,1%	11,1%	4,9%	4,1%	11,1%	17,7%	7,7%	17,3%
Tra 50.000 e 200.000 m³											
Servizio di tutela	50,5	41,9	40,9	36,1	36,1	45,2	44,9	36,7	43,9	117,2	84,5
Mercato libero	43,9	41,4	41,0	37,0	36,3	43,7	44,7	37,3	56,5	122,2	85,0
Differenziale	-13,0%	-1,1%	0,2%	2,6%	0,5%	-3,4%	-0,5%	1,6%	28,7%	4,3%	0,6%

Fonte: ARERA, Indagine annuale sui settori energetici.

Il servizio di tutela presenta valori più bassi in tutti gli anni e per tutte le classi dimensionali, ad eccezione dei clienti più piccoli (fino a 5.000 m³/anno, in prevalenza singole famiglie) e limitatamente al 2022, anno in cui il mercato libero presenta un prezzo più basso del servizio di tutela (-17,6%), per la forte diffusione in tale mercato di formule contrattuali a prezzo bloccato che hanno ritardato, nell'immediato, il trasferimento sui clienti finali della forte crescita delle quotazioni della materia prima gas avvenuta nei mesi successivi all'avvio del conflitto. Tale trasferimento è avvenuto, almeno in parte, nell'anno 2023, nel corso del quale il prezzo sul mercato libero è salito di oltre il 10% mentre nel servizio di tutela è calato di quasi il 30%; conseguentemente, in quest'ultimo anno il rapporto di convenienza risulta completamente riassorbito e ribaltato, in quanto il mercato libero è diventato nuovamente e sensibilmente più oneroso (+28%).

Nelle due classi più grandi (consumi oltre 5.000 m³/anno) si registra invece un calo in entrambi i mercati, ma ciò non è sufficiente a modificare il rapporto di convenienza, che rimane favorevole al servizio di tutela, in particolare per la classe intermedia (tra 5.000 e 50.000 m³/anno), costituita quasi interamente da utenze condominiali. Tale tipologia di utenza caratterizza anche l'ultima classe (tra 50.000 e 200.000 m³/anno), nella quale nell'ultimo anno i due mercati presentano un livello di prezzo sostanzialmente identico. Si tratta comunque di una classe con volumi complessivi molto marginali.

Ovviamente le diversità di prezzo riscontrate tra i due mercati possono dipendere anche da ulteriori fattori. In particolare, occorre considerare quanto indicato nel paragrafo relativo al mercato libero, in merito alla presenza di offerte commerciali caratterizzate dall'acquisto congiunto della fornitura energetica e di altri beni o servizi di varia natura (servizi di assistenza, manutenzioni, polizze assicurative, servizi telefonici, sconti in supermercati o sul carburante, ecc.).

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Nell'ambito del paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha enucleato il segmento di consumo "gas naturale e gas di città" che contiene il servizio regolato dall'Autorità. L'incidenza di questo segmento di consumo quest'anno è scesa lievemente, passando dal 2,51% al 2,41% dell'intero paniere.

Poiché anche il peso dell'altro segmento energetico regolato dall'Autorità, ovvero l'energia elettrica, è calato (come si è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei beni energetici regolati dall'Autorità è diminuita, passando dal 5,64% del 2023 al 5,15% di quest'anno. Includendo i segmenti ambientali rilevati dall'Istat ("fornitura acqua", "raccolta acque di scarico", raccolta rifiuti"), l'incidenza complessiva dei beni regolati dall'Autorità raggiunge il 6,36% (era il 7% nel 2023).

TAV. 3.55 Numeri indice (2015=100) e variazioni del prezzo del segmento "gas di città e gas naturale"

MESI	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
Gennaio	221,3	49,0%	119,1	10,0%	185,8	35,5%
Febbraio	188,2	22,2%	119,3	9,1%	157,8	12,0%
Marzo	161,7	2,3%	118,8	7,6%	136,1	-4,9%
Aprile	180,4	18,1%	119,3	8,2%	151,2	9,2%
Maggio	185,9	18,4%	119,7	7,6%	155,3	10,0%
Giugno	165,8	5,0%	119,7	6,4%	138,5	-1,3%
Luglio	158,6	3,3%	119,7	5,9%	132,5	-2,5%
Agosto	150,5	-13,9%	120,1	5,4%	125,3	-18,3%
Settembre	151,6	-13,9%	120,3	5,3%	126,0	-18,3%
Ottobre	156,1	-34,6%	120,1	1,7%	130,0	-35,7%
Novembre	152,4	-38,2%	119,5	0,7%	127,5	-38,6%
Dicembre	149,4	-38,6%	119,7	0,6%	124,8	-39,0%
ANNO 2023	168,5	-6,4%	119,6	5,6%	140,9	-11,0%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.

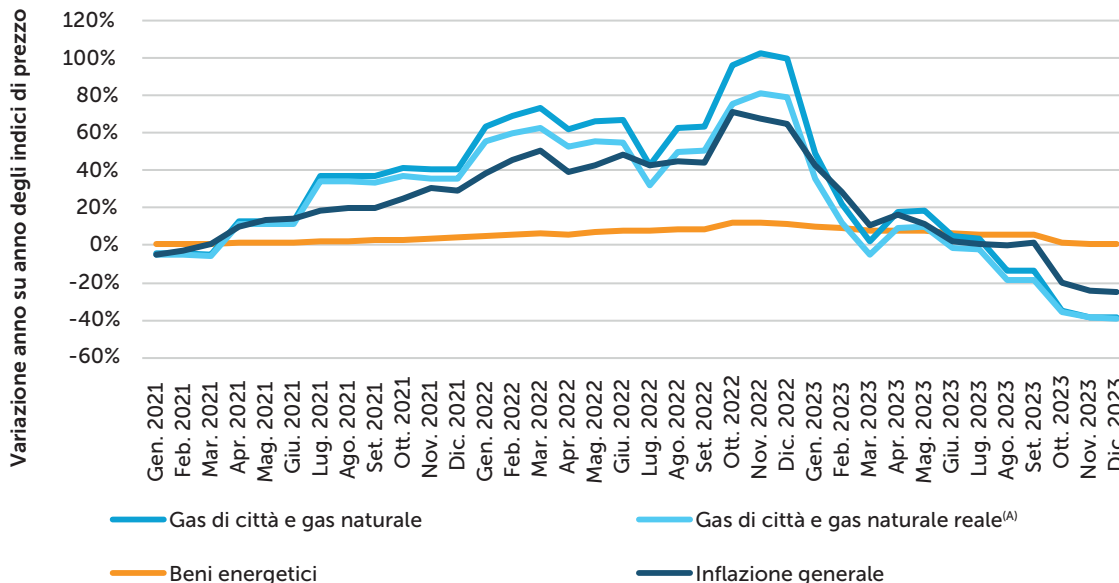
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

L'indice dei prezzi "Gas naturale e gas di città", che a dicembre 2022 era pari a 243,4, nel corso del 2023 è sceso progressivamente sino a raggiungere il valore di 149,4 a dicembre 2023. Nel corso dell'anno i tassi di variazione a 12 mesi sono cambiati notevolmente, passando dal +49% di gennaio al -38,6% di dicembre, mentre in media d'anno si registra una diminuzione del 6,4%. (Tav. 3.55).

Nell'ultimo triennio i tassi di variazione dei prezzi del gas sono stati prossimi a quelli registrati per l'insieme dei beni energetici sino a metà 2021, a cui è seguito un periodo di circa un anno e mezzo con aumenti del gas nettamente superiori (da luglio 2021 a dicembre 2022); dopo essere ritornati a una sostanziale uniformità nei mesi

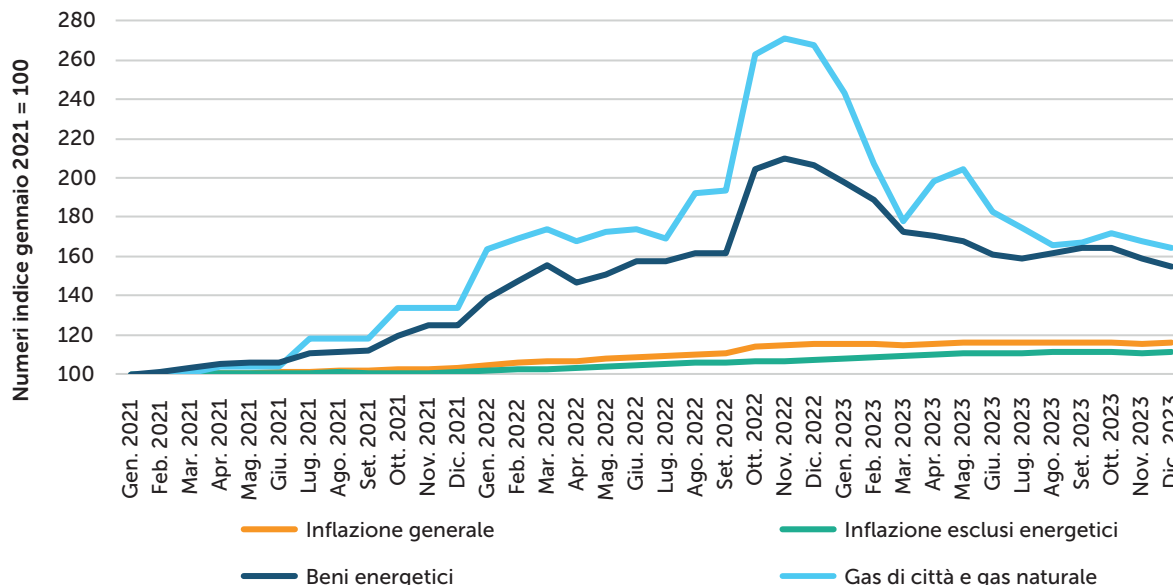
successivi, da agosto 2023 il gas presenta diminuzioni molto più accentuate di quelle del complesso dei beni energetici, in media circa 15 punti in più (Fig. 3.22).

FIG. 3.22 Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi tre anni



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

FIG. 3.23 Livello dei prezzi del gas negli ultimi tre anni



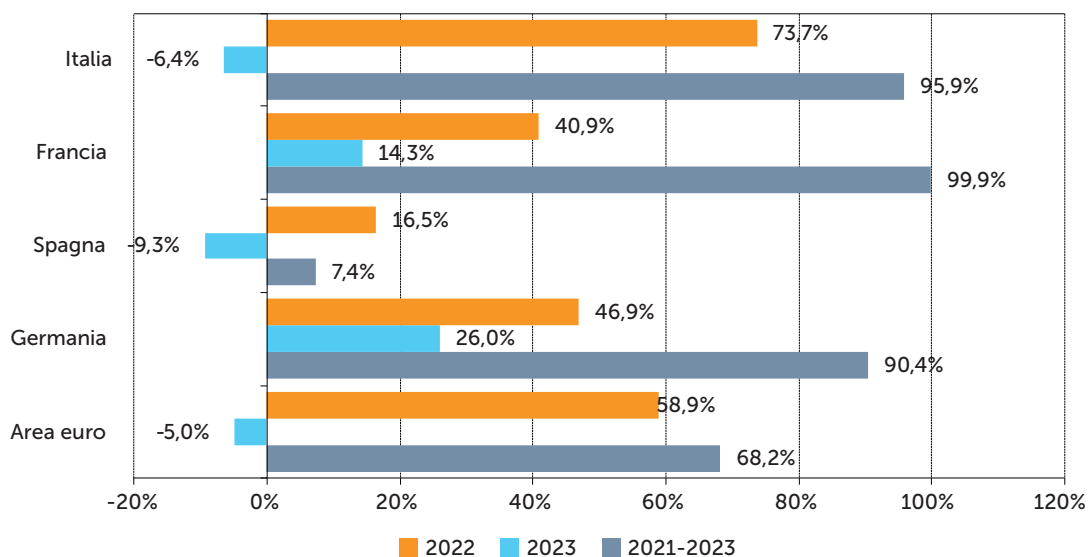
Fonte: ARERA, elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività – Indici nazionali.

Quanto illustrato è ancora più evidente nella figura 3.23, nella quale viene confrontata la dinamica degli indicatori ponendo per tutti pari a 100 il valore iniziale (gennaio 2021). L'indice del gas ha mantenuto una tendenza fortemente crescente sino a raggiungere un punto di massimo a novembre 2022, mese nel quale si è osservato

un livello pari a 2,7 volte quello iniziale. A tale andamento è poi seguito un periodo fortemente ribassista, salvo oscillazioni congiunturali, che ha condotto nel dicembre 2023 l'indice a un livello pari a 1,7 volte quello di inizio triennio. L'indice relativo all'insieme dei beni energetici presenta una forte similitudine a quello del gas, sia in termini di andamento che di livello finale, ma un massimo molto meno accentuato.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere anche confrontato con quello registrato nei principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.24). Questa analisi mostra che la diminuzione registrata in Italia nel 2023 (-6,4%) è sostanzialmente in linea con la media dell'Area euro (-5%), risulta più contenuta della Spagna (-9,3%), mentre gli altri due principali Paesi europei presentano ancora degli aumenti rilevanti (Francia +14,3%, Germania +26%). Tuttavia, considerando che per l'anno precedente (2022) si registra una situazione opposta (aumenti dei due Paesi molto inferiori a quello italiano), le differenze suddette sono spiegabili principalmente da una diversa articolazione temporale dei forti incrementi verificatisi successivamente all'inizio del conflitto russo-ucraino. Infatti, considerando il complesso dell'ultimo triennio (2021-2023), Italia, Francia e Germania presentano un incremento molto simile, compreso tra il 90 e il 100%, ovvero un sostanziale raddoppio nel livello dei prezzi. Completamente diversa la situazione della Spagna, che presenta un incremento piccolissimo (7,4%), che contribuisce a contenere la media dell'Area euro (+68,9%).

FIG. 3.24 Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali paesi europei



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

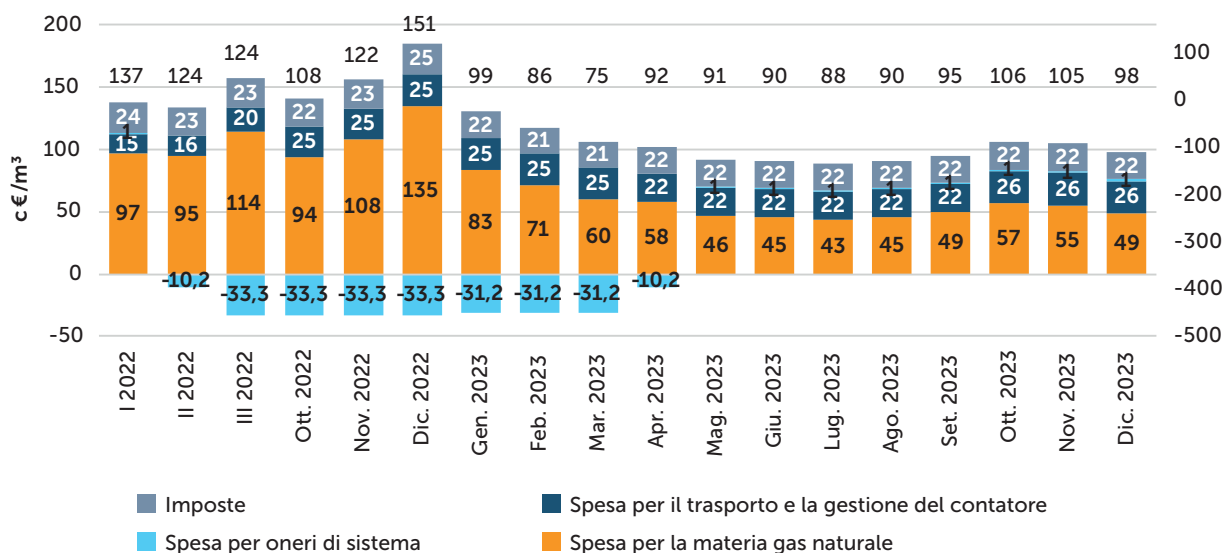
Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo del servizio di tutela (Fig. 3.25). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura⁶⁹ che le società di vendita hanno dovuto offrire alle famiglie sino alla fine del 2023 (accanto alle loro proposte per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo

⁶⁹ Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e disciplinate dall'Allegato A (TIVG) alla delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

annuo di 1.400 m³ e generalmente dotato di riscaldamento autonomo. Il calcolo delle condizioni per tale cliente viene effettuato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti di prezzo variabili localmente, tranne quella della distribuzione, per la quale viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, che è quello avente la maggiore incidenza sul totale nazionale.

FIG. 3.25 Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m³ e riscaldamento individuale)



Fonte: ARERA.

La dinamica del prezzo complessivo dipende molto dall'andamento della componente materia prima gas, per il cui aggiornamento, fino al settembre 2022, è stato utilizzato il riferimento ai prezzi a termine del principale mercato all'ingrosso europeo (TTF *forward*, Olanda). Tale indicatore, in seguito alle turbolenze degli ultimi anni (pandemia, successiva forte ripresa economica con domanda di energia a livelli superiori alle disponibilità dell'offerta, guerra in Ucraina), ha presentato forti incrementi e oscillazioni. Conseguentemente, l'Autorità ha sostituito⁷⁰ tale riferimento con quello relativo ai prezzi effettivi registrati giornalmente nel mercato all'ingrosso italiano (indicatore PSV *day-ahead*), dei quali viene calcolata la media di ciascun mese. In base a tale media viene calcolato il valore della componente materia gas, e l'aggiornamento avviene con cadenza mensile anziché trimestrale come in precedenza, in modo da rispecchiare in modo più tempestivo l'andamento effettivo del mercato. Questa nuova metodologia di calcolo, applicata a partire dal mese di ottobre 2022, si è affiancata alle iniziative adottate dal Governo e dall'Autorità per contenere l'impatto degli aumenti nei prezzi all'ingrosso sui clienti finali. In particolare, alla fine di marzo 2022 è stata introdotta⁷¹ una componente negativa di prezzo (pari a circa 10 €cent/m³, nell'ambito dell'elemento UG2) a favore dei clienti più piccoli (cioè consumi fino a 5.000 m³/anno), la cui entità è poi stata sostanzialmente triplicata alla fine di giugno⁷² dello stesso anno, per essere poi gradualmente ridotta a partire da gennaio 2023 e sino al suo annullamento nel mese di maggio 2023. A sua volta tale misura si è aggiunta a quelle già disposte nel settembre del 2021, ovvero l'azzeramento⁷³ degli altri oneri di sistema e l'abbassamento⁷⁴ dell'aliquota IVA al 5%.

70 Delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas.

71 Delibera 30 marzo 2022, 148/2022/R/gas.

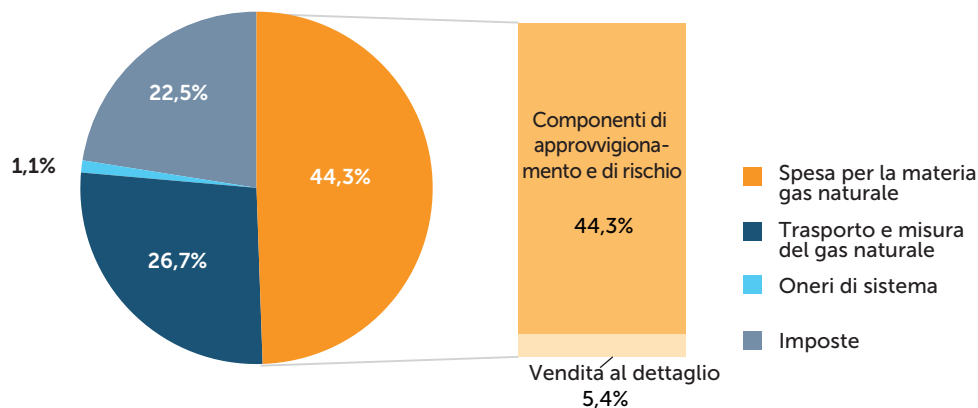
72 Delibera 30 giugno 2022, 296/2022/R/gas.

73 Delibera 28 settembre 2021, 396/2021/R/com.

74 Decreto legge 27 settembre 2021, n. 130.

Per effetto degli avvenimenti e degli interventi sopra indicati, la componente di prezzo materia energia è salita continuativamente nella fase di ripresa *post-pandemica*, fino a raggiungere i 96,6 €cent/m³ del primo trimestre del 2022. L'introduzione della componente negativa di prezzo sopra descritta ha consentito una riduzione di 1,7 €cent/m³ nel secondo trimestre 2022, nonostante gli incrementi nei prezzi all'ingrosso, mentre la successiva diminuzione di questi ultimi e l'applicazione della nuova metodologia di aggiornamento hanno consentito un calo di ben 20 €cent/m³ nell'ottobre del 2022. Si è trattato però di una parentesi, in quanto la forte domanda scaturita dalla massimizzazione del riempimento degli stoccaggi per fare fronte ai fabbisogni invernali in assenza di gran parte delle forniture russe (a causa delle sanzioni applicate in seguito all'insorgere del conflitto in Ucraina) ha determinato nuovi forti aumenti nei prezzi all'ingrosso, che si sono riverberati in un incremento della componente materia energia di 14 €cent/m³ a novembre e ben 27 €cent/m³ a dicembre 2022, raggiungendo il massimo storico. Infatti, già a gennaio 2023 si è manifestato un forte calo (circa 50 €cent/m³), seguito da altre diminuzioni a febbraio e marzo (12 e 11 €cent/m³). Ulteriori riduzioni della componente materia prima vi sono state in aprile e in maggio (nell'insieme 13 €cent/m³), sebbene i clienti finali non ne abbiano beneficiato perché il prezzo totale ha complessivamente registrato un aumento. Ciò in quanto, come descritto poco sopra, negli stessi mesi è stata eliminata gran parte della componente negativa di prezzo. Nel successivo periodo estivo (giugno-agosto) vi è stata una sostanziale stabilità; nel periodo autunnale si è registrato un nuovo rialzo (circa 10 €cent/m³), che è stato in gran parte riassorbito nel dicembre 2023. Il valore di tale mese (48,6 €cent/m³) è rimasto comunque superiore ai livelli pre-pandemici di oltre il 60%.

FIG. 3.26 *Composizione percentuale al 31 dicembre 2023 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo (consumo annuo pari a 1.400 m³ e riscaldamento individuale)*



Fonte: ARERA.

Come accennato, il prezzo finale (comprensivo di imposte) riflette da vicino l'andamento della componente materia gas: dopo essere sceso a circa 108 €cent/m³ nell'ottobre 2022 grazie all'introduzione della componente negativa e a temporanei ribassi nei mercati all'ingrosso, è poi salito sino al massimo storico di 151 €cent/m³ a dicembre 2022, per poi dimezzarsi (75 €cent/m³) già a marzo 2023; l'eliminazione della componente negativa ha determinato un rialzo a un livello intorno a 90 €cent/m³ che è poi rimasto sostanzialmente stabile nel periodo da aprile a settembre. Il consueto aumento autunnale ha determinato valori intorno a 105 €cent/m³ nei mesi di ottobre e novembre, mentre a dicembre 2023, che è l'ultimo mese di vigenza del servizio di tutela⁷⁵, si è scesi a 97,8 €cent/m³. Tale valore è superiore ai livelli pre-pandemici di circa il 30%.

⁷⁵ Dal 1° gennaio 2024 è attivo il servizio di tutela della vulnerabilità, riservato ad alcune categorie di clienti finali (ultra settantacinquenni, disabili, titolari di bonus sociale, abitanti in strutture di emergenza a seguito di calamità), come previsto dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142.

TAV. 3.56 Imposte sul gas nel 2023 (in c€/m³)

IMPOSTE	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 M ³	120-480 M ³	480-1.560 M ³	> 1.560 M ³	< 1,2 M(M ³)	> 1,2 M(M ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
– zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
– zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
– zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia-Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
– territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
– altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
– zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
– altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,51646
Calabria	1,90000	2,58200	2,58200	3,09900	0,62490	0,51650
ALIQUOTA IVA^(C)	5%	5%	5%	5%	5%	5%

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica.

(C) L'aliquota del 5% è stata temporaneamente fissata da alcuni provvedimenti governativi fino alla fine del 2023.

Fonte: ARERA.

A dicembre 2023 il prezzo per la famiglia italiana con consumi di 1.400 m³ e un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.26) è costituito per il 77,8% da componenti a copertura dei costi e per il restante 22,5% dalle imposte che gravano sul gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). I costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura incidono sul prezzo complessivo del gas per il 26,7%, gli oneri di sistema⁷⁶ costituiscono

76 La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dal 1° gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

una quota minimale (1,1%), mentre la materia gas (comprensiva dei costi di vendita) è la voce principale, pari a circa la metà del totale (49,7%).

La tavola 3.56 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale nel 2023. Rispetto ai valori ivi contenuti, a gennaio 2024 sono tornate in vigore le aliquote IVA ordinarie, cioè quelle precedenti alle iniziative adottate dal Governo per contenere l'impatto degli aumenti nei prezzi all'ingrosso sui clienti finali, vale a dire il 10% per gli usi civili fino a 480 m³/anno e per gli usi industriali, il 22% per gli usi civili oltre 480 m³/anno.

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del Testo Integrato Vendita Gas, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o altri gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane.

Le condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio. La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011⁷⁷ l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano, relative al mese precedente. Come detto, nella componente di approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999, in misura pari a 189,94458 euro per 1.000 kg, su tutto il territorio nazionale.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁷⁸ che il valore di tale elemento sia aggiornato in base agli indici dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati e del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat, salvo ulteriori adeguamenti legati a eventi imprevedibili ed eccezionali, a mutamenti del quadro normativo o alla variazione degli obblighi di servizio universale.

La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG)⁷⁹. Ai sensi dell'RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. Quest'ultimo è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

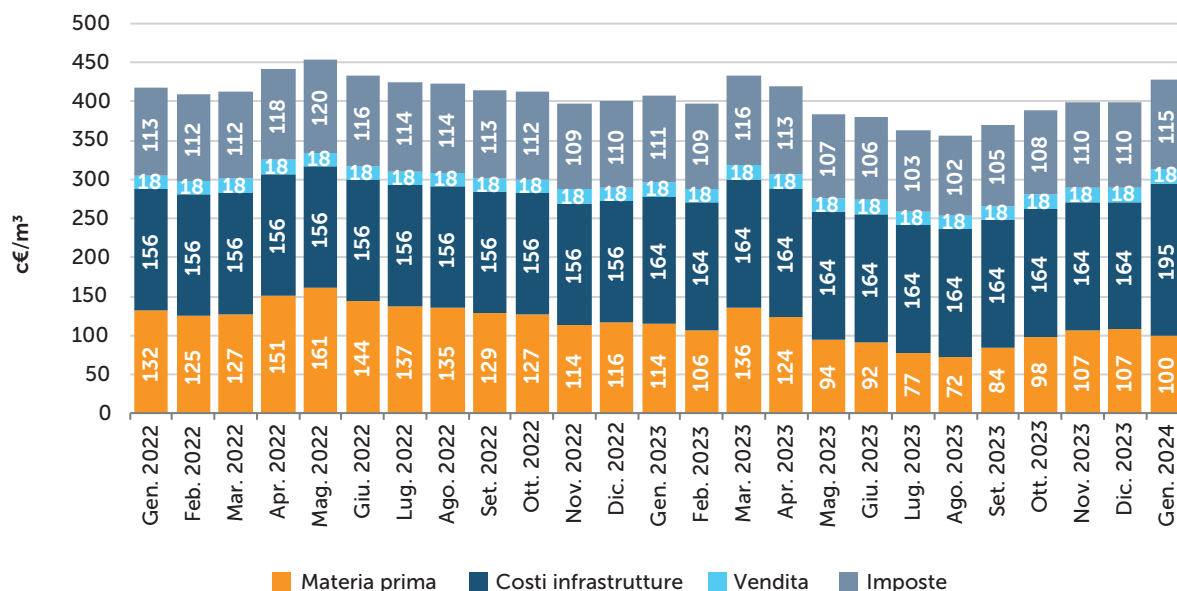
⁷⁷ Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

⁷⁸ Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

⁷⁹ Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015⁸⁰, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, pari a 36 euro per punto di riconsegna per anno⁸¹.

FIG. 3.27 Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³)



Fonte: ARERA.

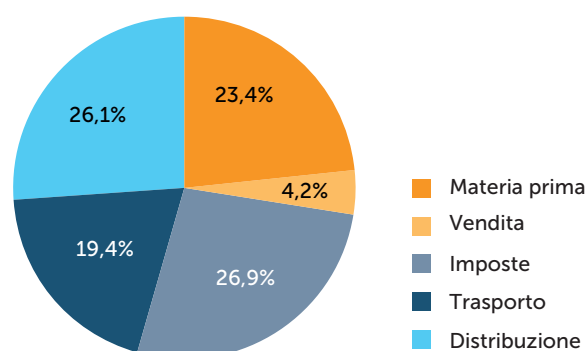
L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.27. Le variazioni del prezzo sono determinate essenzialmente dalle oscillazioni della componente materia prima, che riflette la volatilità delle quotazioni internazionali del propano che è stata particolarmente accentuata nell'ultimo triennio, nel corso del quale si è passati dal valore minimo di 66 c€/m³ del gennaio 2021, ancora in fase pandemica, al massimo di 161 c€/m³ del maggio 2022, effetto delle turbolenze indotte dall'inizio della guerra in Ucraina; mentre nei mesi successivi si sono verificate variazioni più contenute e di carattere stagionale.

Al 1° gennaio 2024 il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 428,6 c€/m³ e risulta costituito per il 73,1% da componenti a copertura dei costi e per il restante 26,9% da imposte. Il costo della materia prima incide sul prezzo complessivo per il 23,4%, la commercializzazione al dettaglio il 4,2%, la distribuzione su rete locale il 26,1%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione costituiscono il 19,4% (Fig. 3.28).

80 Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

81 Valore confermato dalla delibera 28 dicembre 2017, 926/2017/R/gas, per gli anni 2018 e 2019, e dalla delibera 28 dicembre 2021, 627/2921/R/gas, per gli anni 2022 e 2023.

FIG. 3.28 Composizione percentuale del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo (con consumo annuo di 200 m³) al 1° gennaio 2024



Fonte: ARERA.

Qualità del servizio

Sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale nel periodo di regolazione 2020-2023 è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas.

Il presente paragrafo illustra l'andamento relativo alle attività oggetto di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas con riferimento all'anno 2023. Nello specifico, gli aspetti che riguardano le caratteristiche della rete e la sicurezza del servizio di trasporto sono illustrati nelle tavole dalla 3.57 alla 3.65.

TAV. 3.57 Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2023

LUNGHEZZA RETI	KM
Estensione della rete al 31/12/2022	35.211
Estensione della rete al 31/12/2023	35.164
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza	35.155
Lunghezza rete sottoposta a ispezione non invasiva	11.754
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.997
Percentuale di rete ispezionata con "pig"	5,7%

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.58 Reti maggiormente esposte a condizioni di rischio nel 2023

LUNGHEZZA RETI	KM
Rete maggiormente esposta a condizioni di rischio	19.399
- di cui ispezionabile con "pig" ^(A)	14.270
Lunghezza rete sottoposta a sorveglianza	19.303
Lunghezza rete sottoposta a ispezione	3.483
Lunghezza rete ispezionata con "pig" ^(A)	1.997

(A) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.59 Protezione catodica delle reti nel 2023

ESTENSIONE RETI	KM
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	35.061
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	84
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	10
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	35.155
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,7%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.60 Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2023

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.436
Sistemi non telesorvegliati	33
Percentuale di sistemi telesorvegliati	99%
Punti di misura telesorvegliati	15.807
Punti di misura non telesorvegliati	23.071
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	41%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.61 Impianti di odorizzazione nel 2023

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
CLIENTI AL 31/12/2020	
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto	5.507
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto con uso domestico o simile	1.943
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto a cui viene odorizzato il gas riconsegnato	702
IMPIANTI	
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	154
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	13

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.62 *Numero di emergenze di servizio*

CAUSE	2022	2023
Per cause di forza maggiore	1	2
Per causa di terzi	3	4
Per causa dell'impresa di trasporto	9	3
Mancata copertura fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0	0
TOTALE	13	9
Numero di emergenze che hanno determinato interruzioni del servizio	13	7

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.63 *Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio in caso di emergenza di servizio*

ADESIONI	2022	2023
Adesioni degli utenti	134	135
Adesioni delle imprese distributrici	167	205
TOTALE ADESIONI	301	340

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.64 *Dispersioni localizzate*

ADESIONI	2022	2023
Dispersioni localizzate da attività ispettiva	37	21
Dispersioni localizzate su segnalazione di terzi	16	29
TOTALE DISPERSIONI LOCALIZZATE	53	50

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.65 *Eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite di gas*

EVENTI	2022	2023
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite controllate di gas	10.123	2.054
Numero di eventi che hanno dato luogo a fuoriuscite incontrollate di gas	24	32
TOTALE EVENTI CHE HANNO DATO LUOGO A FUORIUSCITE DI GAS	10.147	2.086
Volume complessivo (m³ standard)	3.887.718	4.623.3247

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole dalla 3.66 alla 3.69 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio, al servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio, al monitoraggio della pressione ai punti di riconsegna e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

TAV. 3.66 Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2023

NUMERO E DURATA	INTERRUZIONI CON PREAVVISO	INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO	
		DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO	NON DOVUTE A EMERGENZE DI SERVIZIO
Numero di interruzioni	463	16	8
Numero di utenti coinvolti	8.506	314	178
Numero di city gate coinvolti	202	12	4
Durata media (ore)	55	108	29
Numero di interventi con carro bombolaio organizzati e attivati dall'impresa di trasporto	186	10	6

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.67 Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nei casi diversi dalle emergenze di servizio nel 2023

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	200
Adesioni delle imprese distributrici	143
TOTALE ADESIONI	343

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.68 Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2023

PDR ATTIVI AL 31/12/2023	RELATIVI A CLIENTI FINALI ALLACCIATI DIRETTAMENTE ALLA RETE DI TRASPORTO	RELATIVI A CITY GATE
RILEVAZIONE IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		
PdR con capacità conferita ≥ 100.000 S(m ³)/g	205	532
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m ³)/g	191	467
RILEVAZIONE NON IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		
PdR con capacità conferita ≥ 100.000 S(m ³)/g	0	0
PdR con capacità conferita compresa tra 50.000 e 100.000 S(m ³)/g	0	6

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.69 *Casi di mancato rispetto nel 2023 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna*

CASI DI MANCATO RISPETTO	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	6
Causa di terzi	0
Mancata copertura del fabbisogno di gas	0
Causa dell'impresa di trasporto	24
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	1
City gate	29
TOTALE	30

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

TAV. 3.70 *Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2023*

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO (GIORNI)	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di irricevibilità della richiesta di trasferimento di capacità (art. 26)	1 giorno lavorativo	4	0,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato (art. 27)	2 giorni lavorativi	21	1,2	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato relative a sessioni di aggiustamento (art. 28)	5 giorni lavorativi	46	0,9	0
Tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento (art. 29)	6 ore	136	2,0	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti (art. 30)	40 giorni lavorativi	89	21,8	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura (art. 31)	10 giorni lavorativi	36	4,1	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte (art. 32)	5 + 15 giorni lavorativi	1.671	0,8	0
Tempo di risposta motivata a reclami scritti (art. 33)	20 giorni lavorativi	0	0,0	0
TOTALE	-	2.003	-	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'Autorità.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio, o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, attraverso standard specifici di qualità e le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto (Tav. 3.70).

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RQDG)⁸² disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito e, dunque, ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da tali eventi.

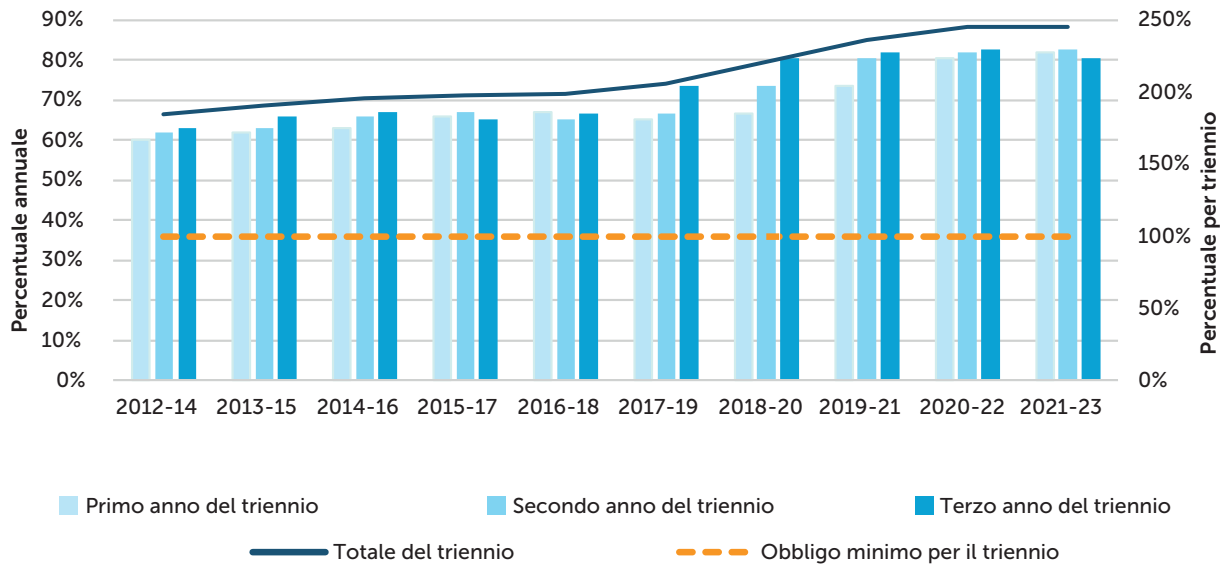
I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano in alcuni casi l'andamento della sicurezza del settore del gas dal 2009 (o successivi) al 2023, in altri rappresentano l'esito dell'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*. Tutti i dati relativi alle annualità precedenti sono annualmente aggiornati in base alle rettifiche successive comunicate dalle imprese volontariamente o a seguito di controlli.

L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni di gas favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini. Nei prossimi anni, con l'adozione, da parte del Parlamento e del Consiglio europei, del regolamento – attualmente in fase finale di approvazione – sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, le dispersioni e le fuoriuscite di gas assumeranno maggiore importanza, sia perché dovranno essere rilevate e riparate immediatamente dopo il loro rilevamento (se al di sopra di determinati livelli) in tempi che garantiscano la sicurezza fisica del sistema, sia perché dovranno essere quantificate e limitate per ridurre i livelli di emissione del gas naturale, secondo soltanto all'anidride carbonica in termini di contributo complessivo ai cambiamenti climatici.

Dal 2014, la regolazione ha introdotto un obbligo minimo di ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio mobile (rete in bassa pressione, BP). I due grafici nelle figure 3.29 e 3.30 rappresentano per ciascun triennio/quadriennio la percentuale di rete ispezionata in ciascun anno tramite un istogramma, mentre la linea rappresenta la percentuale totale del periodo.

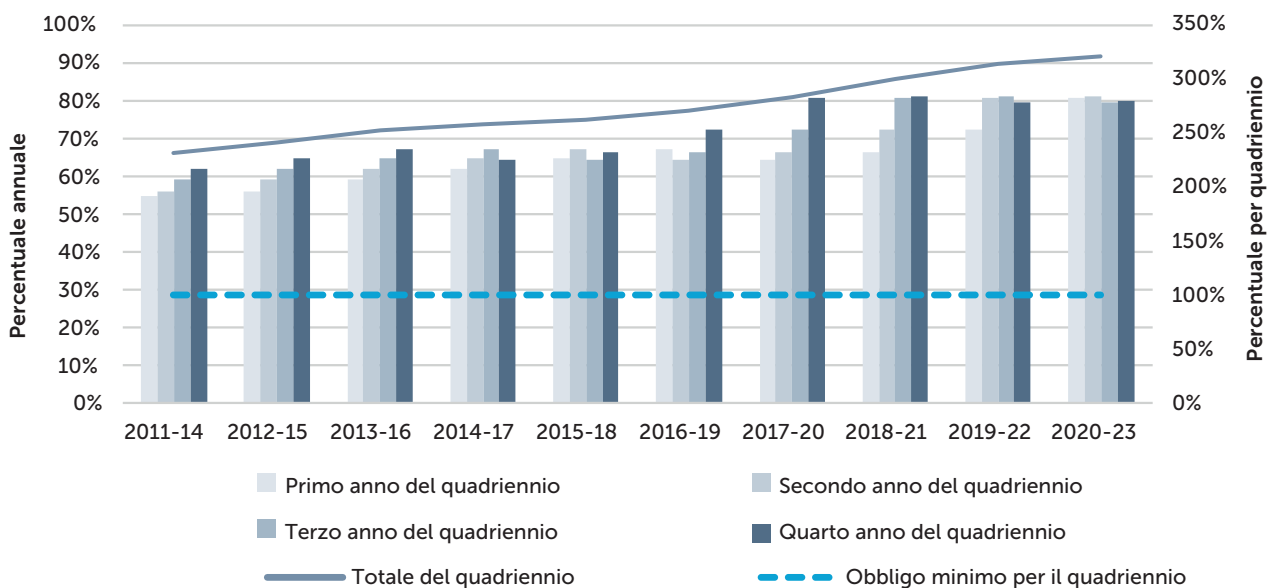
82 Approvata con la delibera 27 dicembre 2019, 569/209/R/gas.

FIG. 3.29 Percentuale di rete in alta/media pressione ispezionata dal 2014 per triennio



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.30 Percentuale di rete in bassa pressione ispezionata dal 2014 per quadriennio



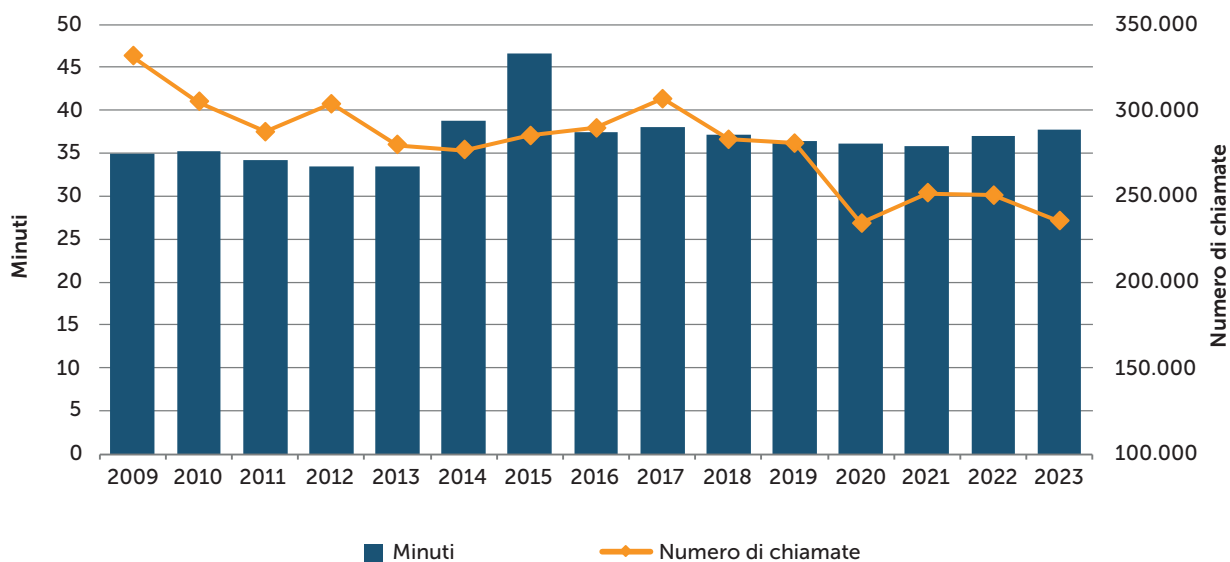
Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Rispetto al 2022 si registra, per il 2023, una diminuzione della percentuale di ispezione delle reti in AP/MP e un lieve aumento della rete in BP. Per quanto riguarda la percentuale totale del periodo di riferimento, comunque ampiamente sopra il minimo d'obbligo, è crescente per la rete in BP e pressoché stabile per la rete in AP/MP.

Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.31 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) aggiornato al 2023. Il valore medio nazionale è quasi di 38 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2022. Inoltre, la percentuale di rispetto del tempo massimo di arrivo entro 60 minuti risulta del 99,8% a

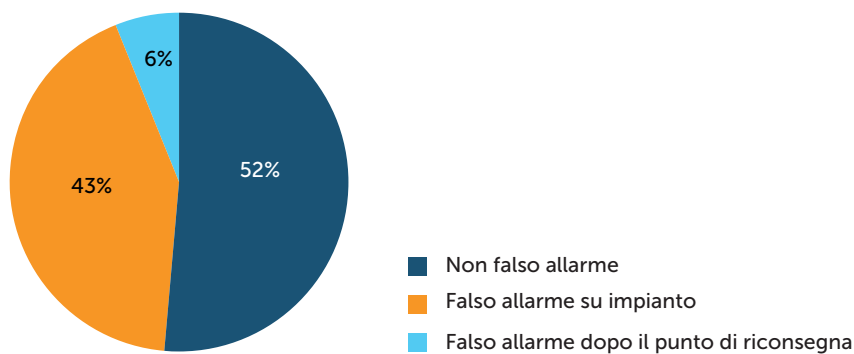
fronte di un obbligo di almeno il 90%; tale percentuale è calcolata non considerando le chiamate per cui il tempo di intervento sia stato superiore ai 60 minuti per forza maggiore o colpa di terzi.

FIG. 3.31 Pronto intervento su impianto di distribuzione e tempo di arrivo sul luogo di chiamata dal 2009



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all’Autorità.

FIG. 3.32 Percentuale di chiamate falso allarme 2023



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all’Autorità.

L’obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dall’RQDG a partire dal 1° luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende attuato con l’ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso, ed è proprio per questo motivo che vengono mostrati i dati a partire da tale anno. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi. Per questo motivo, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Quasi la metà delle chiamate ai centralini di pronto intervento si rivela in realtà un falso allarme. La figura 3.32 mostra le percentuali di chiamate poi rivelatesi falso allarme suddivise tra quelle su impianto di distribuzione e a valle del punto di riconsegna.

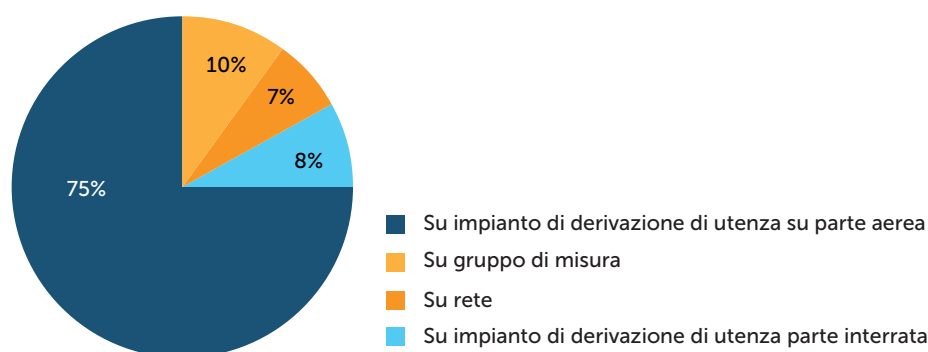
TAV. 3.71 Numero di dispersioni risolte entro le tempistiche indicate negli anni 2021-2023

ANNO ^(A)	A1		A2		B		C		TOTALE	PERCENTUALE ELIMINATA ENTRO I LIMITI DELLA CLASSE
	ENTRO 24 ORE	OLTRE 24 ORE	ENTRO 24 ORE	OLTRE 24 ORE	ENTRO 24 ORE	OLTRE 24 ORE	ENTRO 24 ORE	OLTRE 24 ORE		
2021	35.598	168	9.728	42	11.444	132	80.369	6.644	144.125	95,2%
2022	32.052	9	7.738	13	10.428	125	82.934	5.003	138.302	96,3%
2023	28.863	16	6.566	25	8.621	81	71.544	1.999	117.715	98,2%

(A) Anno di eliminazione.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.33 Percentuale di posizione di localizzazione delle dispersioni nel 2023



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

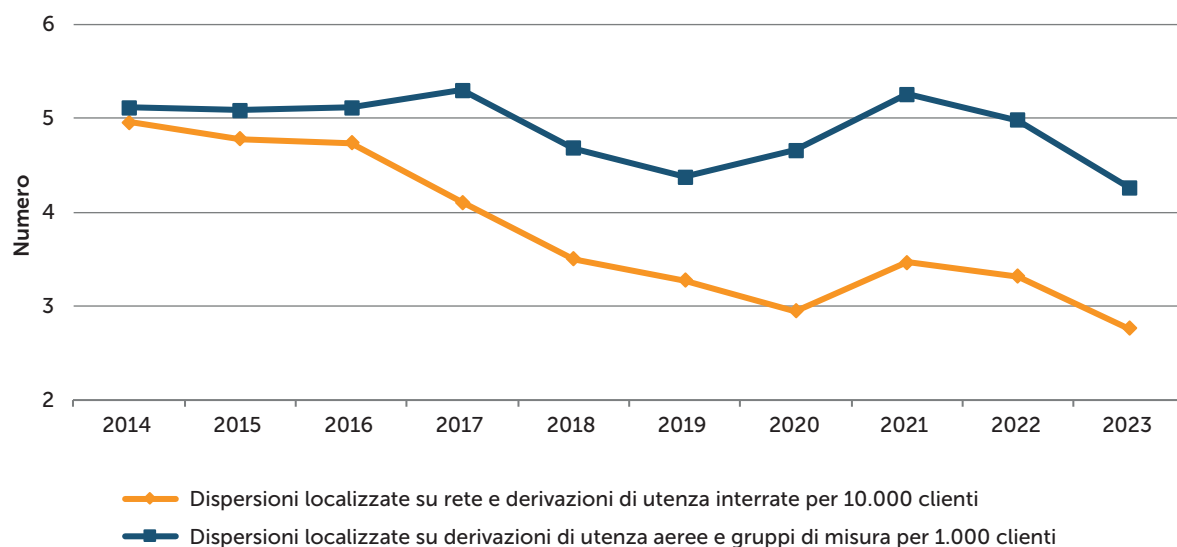
La tavola 3.71 riassume il numero di dispersioni risolte, entro ed oltre le tempistiche previste da normativa, dagli esercenti negli anni dal 2021 al 2023 a seguito di ispezioni programmate e di segnalazione da parte di terzi, suddivise per classe di pericolosità (A1, A2, B e C). La classe A1, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive alla localizzazione. Tali dati sono stati raccolti a partire dal 2020, anno in cui, tuttavia, a differenza degli anni successivi, non venivano raccolti i dati delle dispersioni localizzate nell'anno precedente e risolte nell'anno corrente. Per questo non si sono rappresentate le dispersioni dell'anno 2020 in quanto le percentuali risulterebbero falsate e non significative, confrontandole con quelle degli anni successivi. Si osserva che la percentuale di dispersioni risolte entro i limiti temporali previsti per ciascuna classe è sempre crescente nei tre anni con dati disponibili.

La figura 3.33 illustra la percentuale di localizzazione, suddivisa tra rete, misuratori, impianto di derivazione utenza interrata o aerea, delle dispersioni totali localizzate nel 2023. La grandissima parte (tre quarti del totale) delle dispersioni è localizzata sulle parti aeree degli impianti di derivazione.

La figura 3.34 mostra, a partire dal 2014, per tutti gli impianti per i quali le imprese di distribuzione hanno comunicato i dati all'Autorità, il numero di dispersioni localizzate su derivazioni di utenza aeree e gruppi di misura ogni

1.000 clienti e quelle localizzate su rete e su derivazioni di utenza interrata ogni 10.000 clienti (considerando complessivamente sia le dispersioni localizzate a seguito di ispezione, sia quelle localizzate a seguito di chiamata di terzi o di personale proprio). Nel 2023 le dispersioni localizzate su rete e sulla parte interrata delle derivazioni di utenza, dispersioni di norma più pericolose, sono in diminuzione sia in valore assoluto che in valore percentuale rispetto ai clienti.

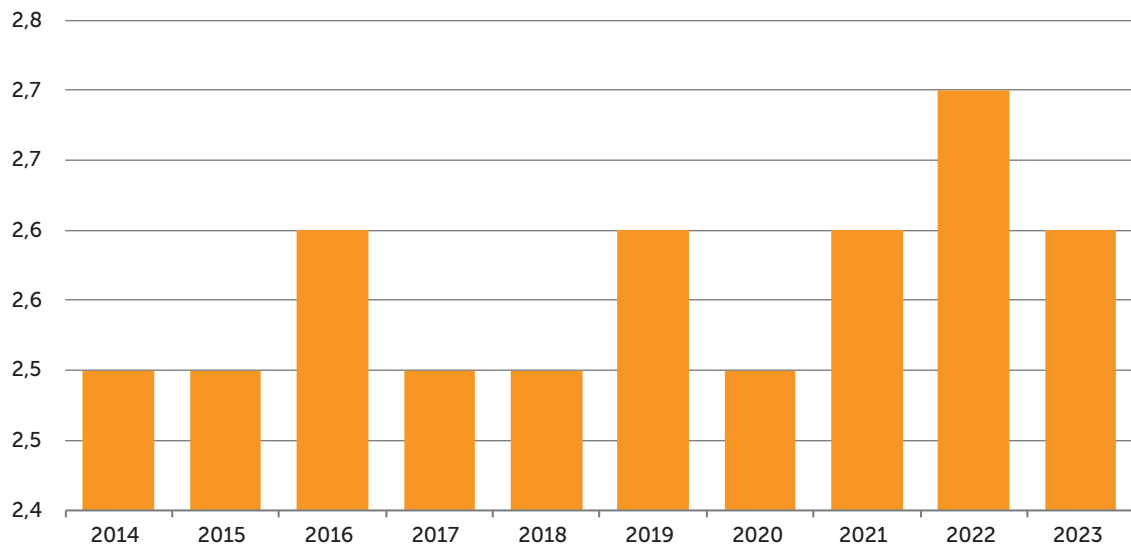
FIG. 3.34 *Numero di dispersioni localizzate rispetto ai clienti*



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

La figura 3.35 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti in relazione a tutti gli impianti per i quali sono stati comunicati i dati. Nel 2023 le misure sono in lieve diminuzione.

Sul numero di misure del grado di odorizzazione opera il meccanismo incentivante basato sull'aumento del numero di misure rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggiore numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità, limitando però il premio in corrispondenza di un numero di misure del grado di odorizzazione superiore di tre volte a quello minimo previsto.

FIG. 3.35 Numero totale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando alle *performance* relative alle maggiori imprese di distribuzione per l'anno 2023, vale a dire quelle con più di 100.000 clienti, le tavole dalla 3.72 alla 3.74 descrivono in sintesi i livelli di prestazione con riferimento al pronto intervento, alle ispezioni della rete effettuate e alle dispersioni registrate; non si riporta l'attività di protezione catodica in quanto la rete in acciaio con protezione catodica risulta pari al 100% della rete praticamente per tutte le imprese di maggiori dimensioni e questo sostanzialmente risulta anche considerando tutte le imprese distributrici.

La tavola 3.72 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento, in particolare quante chiamate di pronto intervento sono state ricevute nell'anno e per le quali la squadra di pronto intervento è comunque intervenuta, suddivise tra segnalazioni di problemi sull'impianto di distribuzione e a valle del punto di riconsegna; è inoltre indicato, per ciascuna delle due tipologie, quante chiamate si sono successivamente rivelate un falso allarme.

La tavola 3.73 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete effettuate dai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento e i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari al 100%.

La tavola 3.74 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni nelle reti per l'anno 2023 (incluse quelle alimentate da gas diversi dal gas naturale).

TAV. 3.72 Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2023

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		A VALLE DEL PUNTO DI CONSEGNA		TOTALE CASI
		CASI	FALSO ALLARME	CASI	FALSO ALLARME	
Italgas Reti	6.371.702	60.279	29.626	5.444	3.209	65.723
2I Rete Gas	4.860.123	59.111	23.961	6.565	2.245	65.676
Inrete Distribuzione Energia	1.134.930	11.395	3.412	1.726	752	13.121
Unareti	1.047.069	10.374	4.983	1.893	632	12.267
Toscana Energia	798.220	9.356	4.625	1.178	756	10.534
iReti gas	712.780	6.398	2.051	706	24	7.104
Centria	402.583	3.245	1.843	900	569	4.145
Ap Reti Gas	345.447	3.208	992	528	198	3.736
Acegasapsamga	290.565	1.884	748	891	206	2.775
Retipiù	284.212	3.073	1.885	650	253	3.723
Erogasmet	277.898	3.293	1.634	391	16	3.684
V-Reti	254.442	2.922	882	746	298	3.668
Lereti	247.476	1.593	684	377	143	1.970
Ld Reti	238.624	3.314	1.502	681	372	3.995
Ap Reti Gas Nord Est	185.846	1.724	899	351	102	2.075
Adrigas	174.459	1.294	521	465	198	1.759
Novareti	168.684	654	223	390	84	1.044
Amg Energia	163.167	3.656	1.212	504	375	4.160
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.694	972	395	162	43	1.134
Azienda Municipale Gas	125.296	1.484	911	479	387	1.963
Adistribuzionegas	124.964	1.236	780	225	110	1.461
As Retigas	120.494	1.165	312	195	71	1.360
Edma Reti Gas	117.025	1.283	737	291	159	1.574
Società Impianti Metano	112.541	1.653	554	125	17	1.778
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	110.838	1.068	305	172	48	1.240
TOTALE	18.819.079	195.634	85.677	26.035	11.267	221.669

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.73 Rete ispezionata (in km) dai grandi esercenti nel quadriennio 2020-2023 (rete in bassa pressione) e nel triennio 2021-2023 (rete in alta/media pressione)

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA RETE ISPEZIONATA NEL QUADRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA NEL TRIENNIO	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	33.731	133.453	396%	26.959	80.289	298%
2I Rete Gas	40.818	108.459	266%	30.175	71.249	236%
Inrete Distribuzione Energia	5.605	13.998	250%	8.962	14.138	158%
Unareti	4.215	11.960	284%	812	1.865	230%
Toscana Energia	4.702	18.380	391%	3.308	9.631	291%
iReti gas	4.202	17.046	406%	3.501	10.643	304%
Centria	3.159	11.313	358%	2.780	6.981	251%
Ap Reti Gas	4.469	14.491	324%	2.546	6.321	248%
Acegasapsamga	2.469	9.702	393%	872	2.567	294%
Retipiù	2.166	8.424	389%	686	1.966	286%
Erogasmet	2.587	10.458	404%	1.178	3.578	304%
V-Reti	1.933	7.105	368%	903	2.338	259%
Lereti	1.887	7.194	381%	510	1.444	283%
Ld Reti	2.050	7.524	367%	899	2.263	252%
Ap Reti Gas Nord Est	1.793	5.711	318%	624	1.244	199%
Adrigas	1.290	2.774	215%	1.458	2.464	169%
Novareti	1.734	1.793	103%	890	927	104%
Amg Energia	590	948	161%	338	462	137%
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.845	7.254	393%	764	2.243	294%
Azienda Municipale Gas	497	1.891	381%	141	409	291%
Adistribuzione gas	1.066	2.867	269%	594	1.196	201%
As Retigas	1.029	1.440	140%	1.175	1.290	110%
Edma Reti Gas	636	2.544	400%	667	1.999	300%
Società Impianti Metano	1.074	4.298	400%	600	1.801	300%
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	1.174	3.094	264%	433	840	194%
TOTALE	126.717	414.118	327%	91.774	230.149	251%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

TAV. 3.74 *Dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2023 (lunghezza reti in km)*

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12	NUMERO DISPERSIONI		TOTALE DISPERSIONI PER KM	TOTALE DISPERSIONI RISOLTE OLTRE I TEMPI/1000 DISPERSIONI
		RISOLTE NEI TEMPI PREVISTI	RISOLTE OLTRE I TEMPI PREVISTI		
Italgas Reti	61.601	41392	92	0,67	2,2
2I Rete Gas	71.909	23152	881	0,33	36,7
Inrete Distribuzione Energia	14.589	5955	104	0,42	17,2
Unareti	5.176	8198	77	1,60	9,3
Toscana Energia	8.107	5751	233	0,74	38,9
iReti	7.926	3417	8	0,43	2,3
Centria	6.136	867	0	0,14	0,0
Ap Reti Gas	7.126	886	2	0,12	2,3
Acegasapsamga	3.374	920	13	0,28	13,9
Retipiù	2.869	1684	138	0,64	75,7
Erogasmet	3.856	1190	12	0,31	10,0
V-Reti	2.844	959	26	0,35	26,4
Lereti	2.445	548	1	0,22	1,8
Ld Reti	2.958	976	22	0,34	22,0
Ap Reti Gas Nord Est	2.354	383	3	0,16	7,8
Adrigas	2.758	451	117	0,21	206,0
Novareti	2.734	264	7	0,10	25,8
Amg Energia	931	1422	0	1,53	0,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.624	747	37	0,30	47,2
Edigas Esercizio Distribuzione Gas	646	431	0	0,67	0,0
Azienda Municipale Gas	1.682	256	1	0,15	3,9
Adistribuzioneegas	2.211	376	6	0,17	15,7
As Retigas	1.306	451	17	0,36	36,3
Edma Reti Gas	1.695	747	2	0,44	2,7
Società Impianti Metano	1.621	275	9	0,18	31,7
TOTALE	221.477	101.698	1.808	0,47	17,5

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

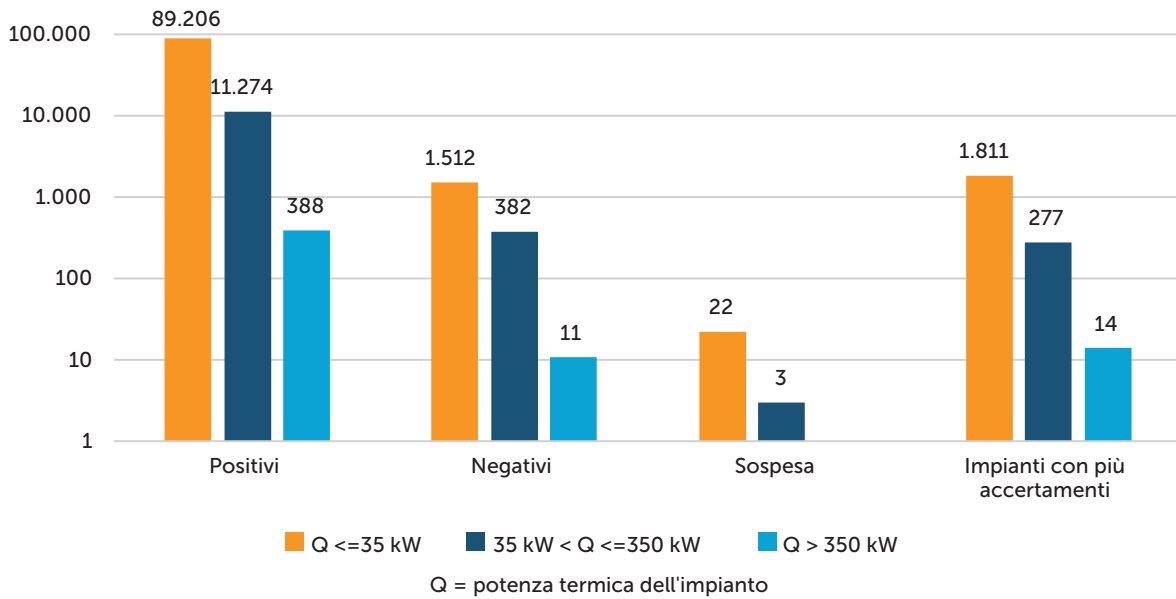
Accertamenti delle imprese di distribuzione sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le figure riportate in questo paragrafo danno conto degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas effettuati, ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno 2023 da parte delle imprese di distribuzione di

gas. In particolare, viene riportato il numero di richieste con accertamento positivo, quello di richieste con accertamento negativo, nonché il numero di impianti con fornitura sospesa e di impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

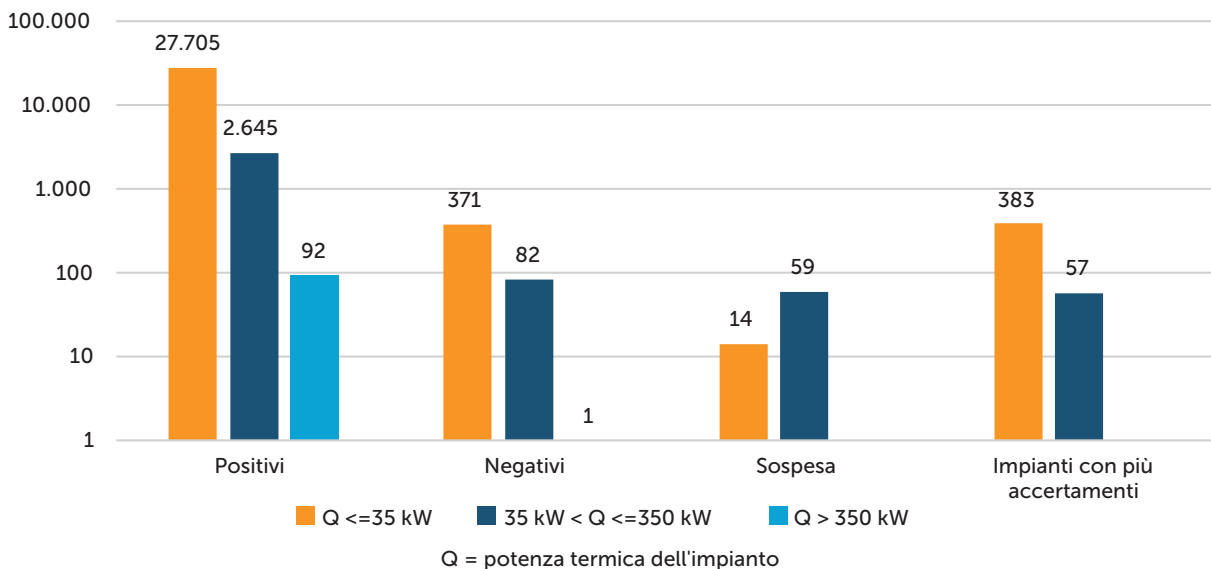
La figura 3.36 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la figura 3.37 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

FIG. 3.36 Accertamenti effettuati nel 2023 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.37 Accertamenti effettuati nel 2023 dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Nella tavola 3.75 sono riportati i dati relativi alle verifiche effettuate nel 2023 da parte dei comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati nell'anno precedente il cui accertamento abbia avuto esito positivo.

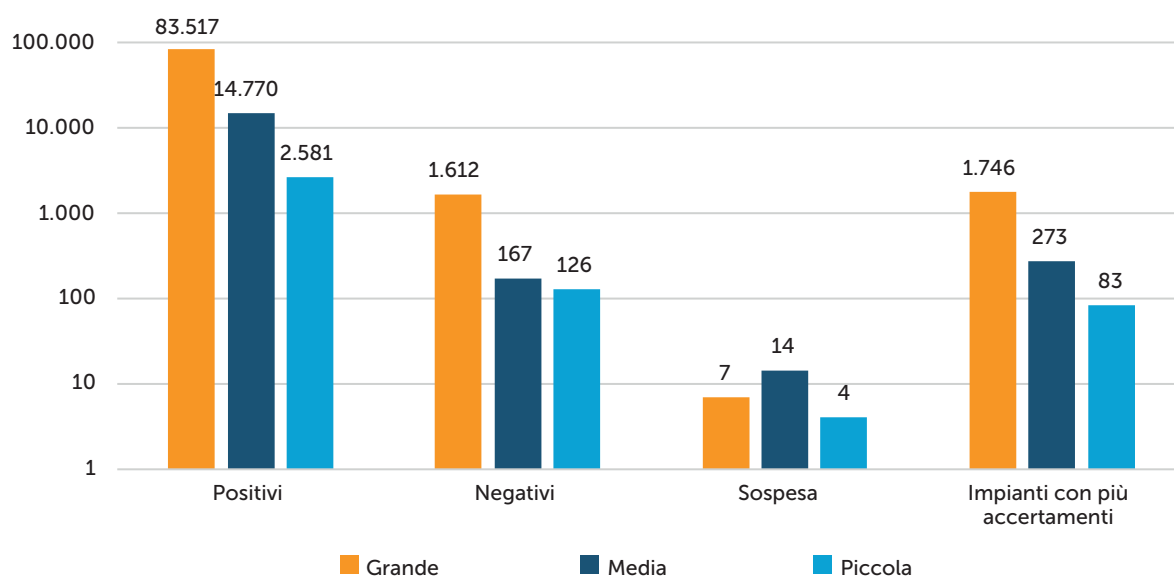
TAV. 3.75 Verifiche eseguite nel 2023 dai Comuni sugli impianti di utenza nuovi, modificati o trasformati nel 2022 con accertamento positivo

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2022	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NEL 2022	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	46.088	18	5.977	5
> 35 kW e ≤ 350 kW	7.934	2	1.147	0
> 350 kW	254	0	44	0
TOTALE	54.276	20	7.168	5

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Infine, la figura 3.38 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza nuovi, mentre la figura 3.39 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributtrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

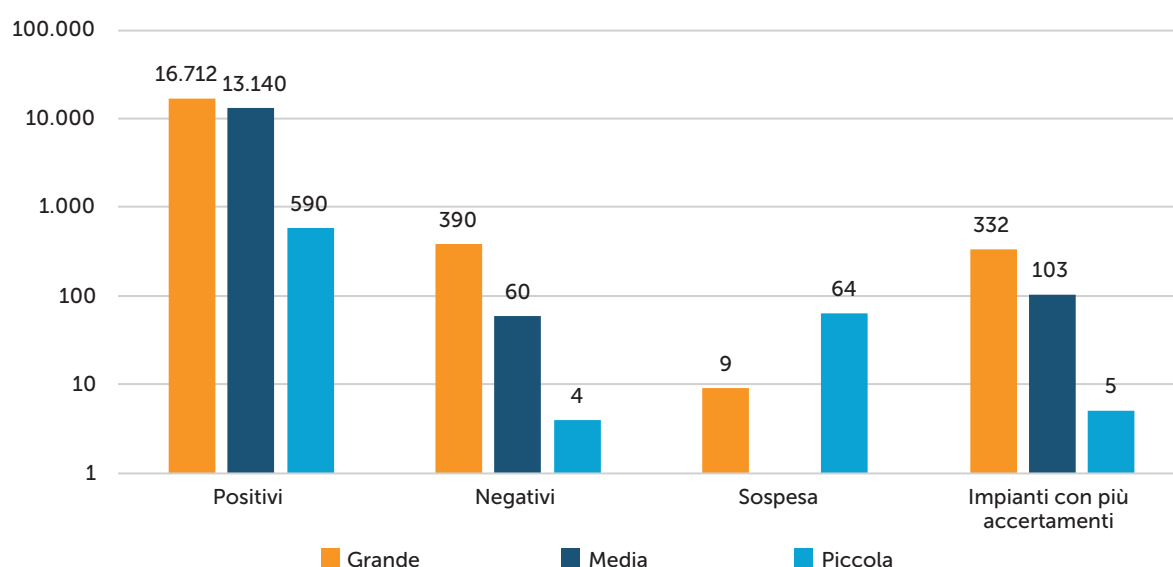
FIG. 3.38 Accertamenti nel 2023 sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione^(A) dell'impresa distributtrice



(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq$ clienti < 100.000 ; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

FIG. 3.39 Accertamenti nel 2023 sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione^(A) dell'impresa distributrice



(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: $10.000 \leq$ clienti < 100.000 ; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

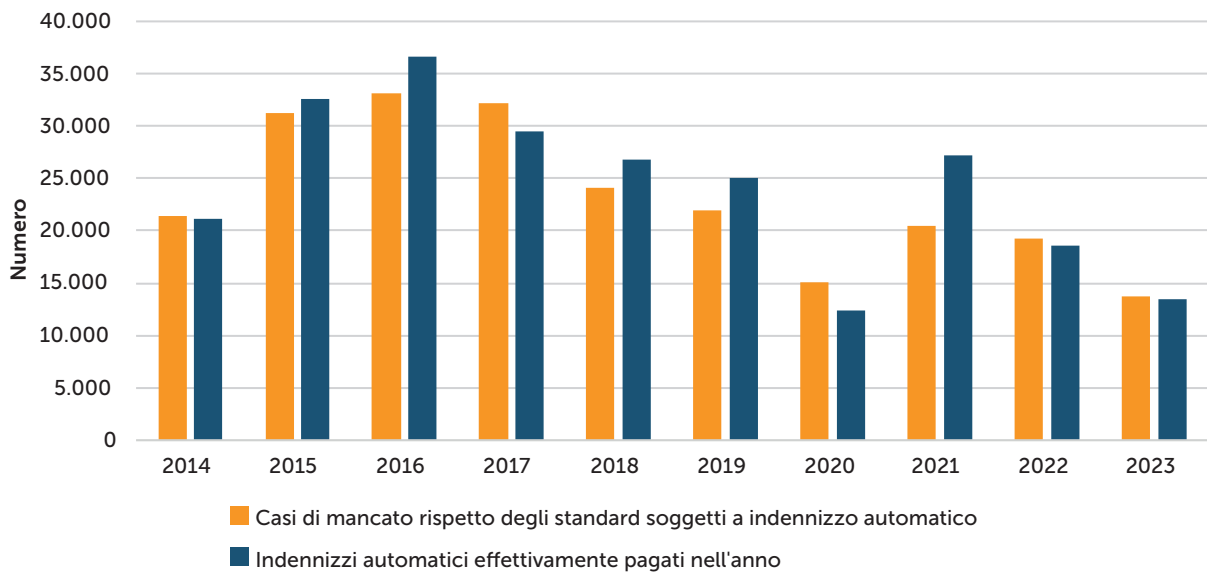
Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità commerciale prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui la prestazione deve essere erogata, così come l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo massimo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili a responsabilità dell'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo.

La figura 3.40 contiene l'andamento dal 2014 dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a indennizzo automatico e il numero di indennizzi automatici effettivamente pagati nell'anno. Il 2023 registra una diminuzione rispetto al 2022 con riferimento sia ai casi di mancato rispetto degli standard fissati dall'Autorità sia agli indennizzi automatici pagati. Nel 2023 a fronte di 13.696 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 13.405 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa 0,68 milioni di euro.

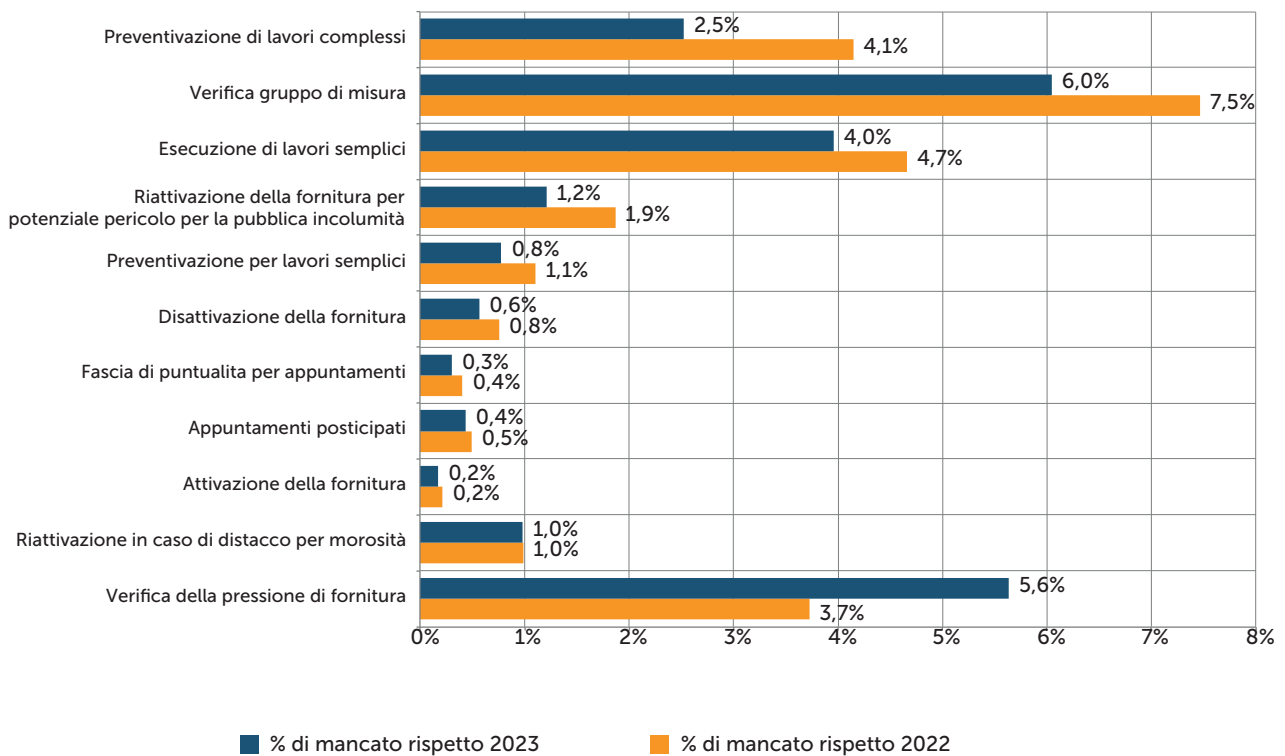
Passando poi ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.41) con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura e all'anno 2023, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita in modo significativo rispetto al 2022 per la verifica della pressione di fornitura, unica prestazione in calo, mentre è aumentata per la preventivazione di lavori complessi, la verifica del gruppo di misura, l'esecuzione di lavori semplici, la riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità. La prestazione più numerosa, in termini di richieste, si conferma la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, seguita dall'attivazione e disattivazione della fornitura.

FIG. 3.40 Numero di casi e di indennizzi automatici pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

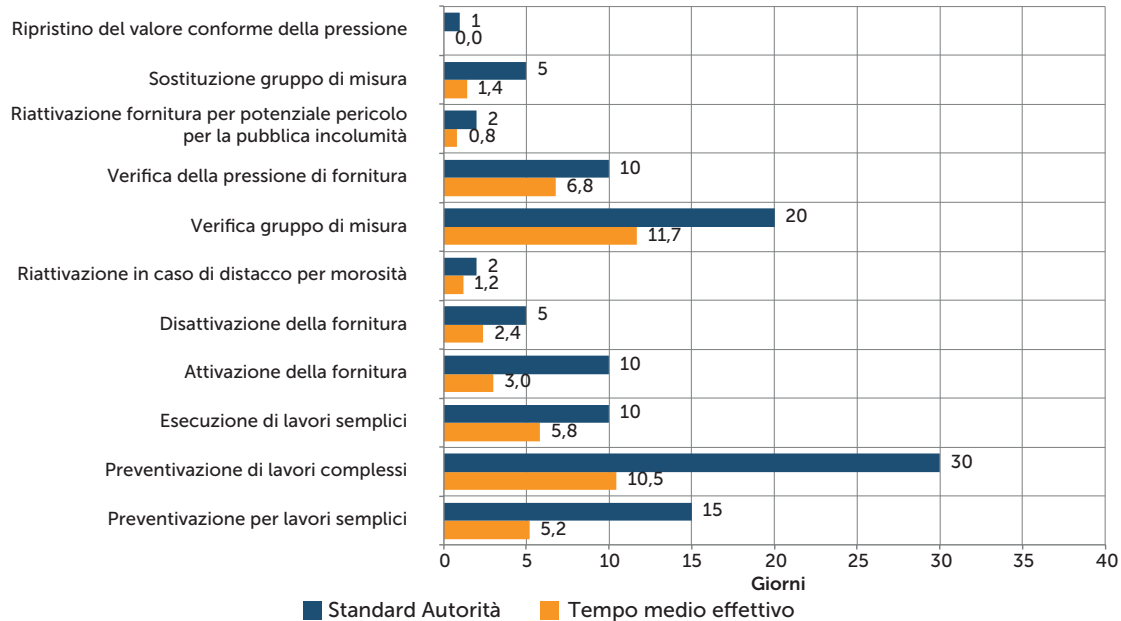
FIG. 3.41 Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale (tutte le classi dei gruppi di misura)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.42) nel 2023 si conferma nettamente inferiore allo standard fissato dall’RQDG per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico.

FIG. 3.42 Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall’Autorità per le prestazioni di qualità commerciale ai clienti con misuratore fino alla classe G6 nel 2023



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all’Autorità.

La tavola 3.76 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare, è evidenziato il confronto tra gli anni 2022 e 2023.

Il numero complessivo di prestazioni diminuisce, rispetto al 2022. La prestazione fascia di puntualità per appuntamenti è la prestazione più numerosa: da sola rappresenta il 49% del totale delle prestazioni erogate; segue, con il 18%, l’attivazione della fornitura e, con il 15%, la disattivazione della fornitura.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2023 è in diminuzione rispetto al 2022. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, seguita dall’esecuzione di lavori semplici.

La successiva tavola 3.77 riporta le prestazioni relative ai dati tecnici soggette a indennizzo automatico per i venditori per i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6. Confrontandole con i dati dello scorso anno, si nota un lieve aumento delle richieste a fronte di una netta diminuzione degli indennizzi automatici, sia in numero che in ammontare.

TAV. 3.76 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	ANNO 2022			ANNO 2023		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	138.718	5,4	1.662	129.775	5,18	958
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	6.276	11,0	262	4.643	10,46	113
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	90.248	6,3	3.333	78.195	5,83	2.440
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	567.640	3,1	1.249	545.818	3,00	819
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	509.417	2,4	3.006	468.869	2,39	2.628
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	141.766	1,2	1.333	124.283	1,20	1.078
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	2.802	9,9	164	1.785	11,70	112
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	190	4,8	6	144	6,76	5
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	2 ore	1.597.522	-	6.314	1.515.227	-	4.343
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	25.358	0,9	500	24.494	0,82	278
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	4.790	2,2	0	4.346	1,40	-
Appuntamenti posticipati	2 ore	179.845	-	774	165.002	-	631
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	21	-	0	18	-	-
TOTALE	-	3.264.593	-	18.603	3.062.599	-	13.405

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

TAV. 3.77 Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori in relazione ai clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6 nel 2023

PRESTAZIONE	STANDARD AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE DI INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura (M01) per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	14.122	434	35.525	3,4
Altri dati tecnici (M02) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	6 giorni lavorativi	24.863	256	15.761	3,4
Altri dati tecnici complessi (M02C) – dal 1° luglio 2017 – per reclami e richieste di informazioni scritti o procedura di conciliazione paritetica	12 giorni lavorativi	6.740	45	3.935	6,7
TOTALE	-	45.725	735	55.221	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'Autorità.

Qualità commerciale del servizio di vendita del gas naturale

Standard e indennizzi relativi alle risposte a reclami scritti, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione e richieste scritte di informazione

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)⁸³ stabilisce gli indicatori di qualità commerciale e le regole a tutela dei clienti finali che tutte le società di vendita di energia elettrica e gas naturale sono tenute a rispettare. Analogamente alle misure illustrate nel paragrafo "Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica" del Capitolo 2 di questo Volume, per i clienti finali del settore gas sono in vigore indicatori che stabiliscono i tempi massimi di effettuazione delle prestazioni di qualità commerciale. I reclami scritti, le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono sottoposti a standard specifici sul tempo di effettuazione delle prestazioni, mentre le richieste di informazione scritte sono sottoposte a standard generale.

Anche in relazione alla vendita di gas naturale, come nel settore elettrico, qualora il venditore, a fronte della richiesta di un cliente, non rispetti gli standard specifici, deve elargire automaticamente al cliente un indennizzo nella prima fattura utile. L'indennizzo automatico di base (25 €) raddoppia se l'esecuzione della prestazione sottoposta a indennizzo avviene oltre un tempo doppio rispetto allo standard e triplica se l'esecuzione della prestazione avviene oltre un tempo triplo rispetto allo standard.

Per il 2023 hanno comunicato i dati relativi alla qualità commerciale dei servizi di vendita nel settore gas 401 venditori, che hanno dichiarato di servire, nel complesso, 19,1 milioni di clienti finali alimentati in bassa pressione gas.

Analizzando i dati dei tempi medi effettivi delle prestazioni richieste dai clienti nel 2023, per le risposte a reclami e rettifiche di fatturazione i tempi si attestano, rispettivamente, a 21,65 e a 27,03 giorni solari, al di sotto degli standard minimi fissati dall'Autorità. Per quanto riguarda le rettifiche di doppia fatturazione, a fronte dello standard fissato a 20 giorni solari, i tempi medi effettivi risultano essere pari a 18,02 giorni solari. Anche i tempi medi effettivi di risposta riferiti alle richieste di informazioni, con una media di 8,87 giorni solari, risultano essere largamente inferiori allo standard generale (Tav. 3.78).

TAV. 3.78 Prestazioni del servizio di vendita e tempi medi effettivi nel settore gas naturale nel 2023 (giorni solari)

PRESTAZIONI	STANDARD SPECIFICI	STANDARD GENERALI %	TEMPI MEDI EFFETTIVI
Tempo massimo di risposta motivata ai reclami scritti	30	-	21,65
Tempo massimo di rettifiche di fatturazione	60 o 90 ^(A)	-	27,03
Tempo massimo di rettifiche di doppia fatturazione	20	-	18,02
Risposte a richieste scritte di informazione inviate entro il tempo massimo di 30 giorni solari	-	95%	8,87

(A) 90 giorni solari in caso di fatture con periodicità quadrimestrale.

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

83 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Le imprese di vendita che servono il mercato tutelato e libero del gas naturale hanno ricevuto complessivamente 169.739 reclami scritti, in aumento rispetto all'anno precedente (+1,2%); la maggioranza dei reclami scritti (71,1%) proviene dai clienti domestici (Tav. 3.79). I reclami scritti riferiti ai clienti del mercato libero rappresentano l'80,5% dei reclami complessivi, mentre il 13,4% riguarda i clienti del mercato tutelato. Una quota residuale, pari al 6%, è riconducibile ai clienti multisito gas.

TAV. 3.79 Numero di reclami nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	28.826	22.580	-21,7%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	485	235	-51,5%
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	112.638	120.614	7,1%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.358	2.365	74,2%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	373	335	-10,2%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	12.516	13.398	7,0%
Multisito gas	11.461	10.212	-10,9%
TOTALE	167.675	169.739	1,2%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda le richieste scritte di informazione effettuate dai clienti gas (Tav. 3.80) nel 2023, complessivamente, sono risultate 159.044, in aumento dell'11,9% rispetto all'anno precedente; l'82,6% delle richieste ha interessato i clienti del mercato libero. In particolare, il 74,4% ha riguardato i clienti domestici del mercato libero; a seguire, a larga distanza, i clienti domestici del mercato tutelato con l'8,7%, i clienti gas usi diversi con il 7% e i clienti multisito con l'8,6%.

TAV. 3.80 Numero di richieste di informazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	15.214	13.766	-9,5%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	203	105	-48,3%
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	104.872	118.276	12,8%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.387	1.793	29,3%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	169	281	66,3%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	9.256	11.098	19,9%
Multisito gas	11.052	13.725	24,2%
TOTALE	142.153	159.044	11,9%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Le rettifiche di fatturazione scritte sono state 9.341 (Tav. 3.81), in diminuzione rispetto all'anno precedente (-25,3%); significativo risulta essere il numero delle rettifiche richieste dai clienti del mercato libero (66,9% del totale). A seguire, le rettifiche richieste dai clienti domestici del mercato tutelato (13,7%), dai clienti usi diversi 7,9%, dai clienti multisito 6%, dai condomini a uso domestico del mercato libero (1,4%). Le rettifiche di fatturazione a beneficio dei clienti che utilizzano il gas per attività di servizio pubblico totalizzano solo lo 0,2% e i condomini uso domestico in tutela lo 0,1%.

TAV. 3.81 Numero di rettifiche di fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	2.455	17	-10,5%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	19	5.953	-25,5%
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	7.992	167	-20,1%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	209	13	-79,4%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	63	693	-35,5%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	1.075	477	-30,4%
Multisito gas	685	9.341	-25,3%
TOTALE	12.498	2.021	-17,7%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.82 Numero di rettifiche di doppia fatturazione nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
Domestici allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	23	13	-43,5%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel servizio di tutela	1	0	-100,0%
Domestici allacciati in bassa pressione nel mercato libero	274	180	-34,3%
Condomini con uso domestico allacciati in bassa pressione nel mercato libero	5	22	340,0%
Attività di servizio pubblico allacciate in bassa pressione nel mercato libero	3	2	-33,3%
Usi diversi allacciati in bassa pressione nel mercato libero	42	30	-28,6%
Multisito gas	58	22	-62,1%
TOTALE	406	269	-33,7%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Come negli anni precedenti, nel 2023 il fenomeno delle rettifiche di doppia fatturazione ha interessato un numero estremamente contenuto di casi (269), in ulteriore diminuzione rispetto al 2022 (-33,7%), soprattutto se si considerano i milioni di bollette annue complessivamente emesse dai venditori; significative nell'anno, sul totale delle rettifiche di doppia fatturazione, le richieste pervenute dai clienti domestici del mercato libero (66,9%) (Tav. 3.82).

Nel 2023 i casi di mancato rispetto degli standard fissati per le prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita nel settore gas che hanno determinato il diritto per i clienti a ottenere un indennizzo sono stati complessivamente 22.165, in aumento del 36,2% rispetto all'anno precedente (Tav. 3.83 e 3.84); analogamente al settore elettrico, anche per il settore gas il maggior numero di indennizzi è attribuibile al mancato rispetto degli standard per le risposte ai reclami dei clienti domestici (96,6%). Il segmento di mercato che, nel complesso, registra il più alto numero di indennizzi è quello relativo ai clienti domestici del mercato libero, che incide per il 66,9%.

TAV. 3.83 Numero di indennizzi da erogare per mancato rispetto di standard specifici nel 2023 nel settore del gas naturale

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	3.354	176	6	3.536
Condomini con uso domestico	40	1	0	41
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	14.829	428	43	15.300
Condomini con uso domestico	171	2	0	173
Attività di servizio pubblico	57	1	1	59
Usi diversi	1.843	32	9	1.884
Multisito gas	1.117	53	2	1.172
TOTALE	21.411	693	61	22.165

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.84 Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale nel 2023

TIPO DI CLIENTE	RISPOSTA AI RECLAMI	RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	RETTIFICHE DI DOPPIA FATTURAZIONE	TOTALE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA				
Domestici	147.125	7.175	400	154.700
Condomini con uso domestico	1.900	50	0	1.950
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO				
Domestici	655.760	18.850	2.150	676.760
Condomini con uso domestico	7.595	150	0	7.745
Attività di servizio pubblico	2.625	50	25	2.700
Usi diversi	81.150	1.350	425	82.925
Multisito gas	48.105	2.425	150	50.680
TOTALE	944.260	30.050	3.150	977.460

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Nell'anno 2023 sono stati erogati indennizzi per i clienti gas per un ammontare complessivo di oltre 977.000 euro (Tav. 3.84), in aumento rispetto all'anno precedente (-39,9% – Tav. 3.85). Analogamente al settore elettrico (si veda il Capitolo 2 di questo Volume), anche per quanto riguarda gli indennizzi automatici erogati direttamente in bolletta nel mercato del gas naturale, il 96,6% degli indennizzi è stato erogato per il mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami scritti.

Il segmento di mercato che ha beneficiato maggiormente del pagamento degli indennizzi automatici è quello dei clienti domestici del mercato libero (65,5%); a seguire, i clienti domestici del mercato tutelato (17,7%). I clienti

del mercato libero (clienti domestici, condomini ad uso domestico, attività di servizio pubblico e usi diversi) risultano essere i destinatari del 74% del totale degli indennizzi.

TAV. 3.85 *Indennizzi automatici erogati (in euro) nel settore del gas naturale per mancato rispetto di standard specifici*

TIPO DI CLIENTE	2022	2023	VARIAZIONE
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI IN TUTELA			
Domestici	123.675	154.700	25,1%
Condomini con uso domestico	2.775	1.950	-29,7%
CLIENTI IN BASSA PRESSIONE SERVITI NEL MERCATO LIBERO			
Domestici	457.855	676.760	47,8%
Condomini con uso domestico	4.525	7.745	71,2%
Attività di servizio pubblico	3.150	2.700	-14,3%
Usi diversi	51.350	82.925	61,5%
Multisito gas	5.560	50.680	811,5%
TOTALE	698.930	977.460	39,9%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Per quanto riguarda i reclami dei clienti per le forniture gas, i principali argomenti oggetto di reclamo sono stati, nel 49,6% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (contro il 46,7% del 2022); per il 17,4% hanno riguardato le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro, perfezionamento e costi relativi (contro il 16% del 2022); nel 12,2% dei casi hanno riguardato il mercato, ovvero le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate (contro il 14,6% del 2022). Nel 7,2% dei casi, i reclami hanno riguardato la morosità e la sospensione (erano l'8,3% nel 2022), nel 5,1% dei casi la misura (erano il 5,9% nel 2022), nel 2,6% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica (erano il 2,9% nel 2022), nel 2% il bonus sociale (erano l'1,3% nel 2022), nell'1,8% la qualità commerciale (erano il 1,7% nel 2022) e nel 2,2% altri argomenti residuali non riconducibili alle categorie precedenti (erano il 2,5% nel 2022). Lo 0,01% dei reclami, infine, è stato relativo a ulteriori tematiche non di competenza dei venditori (erano lo 0,1% nel 2022).

Per quanto riguarda i temi oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti hanno inoltrato alle aziende per le forniture gas, l'argomento principale è stato la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi) nel 46,68% dei casi, a fronte del 47,9% nel 2022; per il 17,8% (era il 19% nel 2022), le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); nell'8,7% dei casi il mercato, come le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste in contratto e applicate (erano il 10,2% nel 2022). Il 5,8% delle richieste ha riguardato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica (erano il 5,6% nel 2022); nel 3,7% dei casi le stesse hanno avuto a oggetto problematiche relative alla morosità e alla sospensione (erano il 3,3% nel 2022). Nel 2,3% dei casi, le richieste hanno riguardato tematiche relative alla misura (erano il 2,2% nel 2022), nel 2,8% il bonus sociale (erano l'1,9% nel 2022), nel 2,2% la qualità commerciale (erano l'1,6% nel 2022). Il 9,9% delle richieste di informazioni ha

riguardato altri argomenti residuali non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate (erano il 7,9% nel 2022) e lo 0,2% tematiche non di competenza dei venditori (erano lo 0,4% nel 2022).

Standard e indennizzi per i clienti *dual fuel*

Nel 2023 i venditori hanno dichiarato un numero di clienti con contratti *dual fuel* pari a 1.498.222. Tali clienti hanno inviato 31.203 reclami scritti, in diminuzione dell'11,8% rispetto all'anno precedente, e 48.397 richieste di informazioni scritte, anch'esse in calo del 5,7%. Le rettifiche di fatturazione e le rettifiche di doppia fatturazione sono state, rispettivamente, 2.121 (-16,8%) e 37 (+32,1%) (Tav. 3.86).

Complessivamente, per i clienti con contratti *dual fuel*, i casi di mancato rispetto degli standard che hanno determinato il diritto a ottenere un indennizzo automatico in bolletta per prestazioni relative alla qualità commerciale della vendita sono stati 3.384 (erano 2.172 nel 2022 – Tav. 3.87). Il 92,1% dei casi di mancato rispetto è attribuibile alle risposte ai reclami dei clienti oltre gli standard in vigore.

TAV. 3.86 *Reclami, richieste di informazione, rettifiche di fatturazione e di doppia fatturazione relative ai clienti dual fuel*

ISTANZA	2022	2023	VARIAZIONE
Reclami	35.362	31.203	-11,8%
Richieste di informazione	51.315	48.397	-5,7%
Rettifiche di fatturazione	2.548	2.121	-16,8%
Rettifiche di doppia fatturazione	28	37	32,1%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

TAV. 3.87 *Numero di indennizzi da erogare ai clienti dual fuel per mancato rispetto di standard specifici*

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD	2022	2023	VARIAZIONE
Risposta ai reclami	2.028	3.267	61,1%
Rettifiche di fatturazione	133	112	-15,8%
Rettifiche di doppia fatturazione	11	5	-54,5%
TOTALE	2.172	3.384	55,8%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Anche per quanto riguarda gli importi riconosciuti ai clienti per indennizzi automatici (Tav. 3.88), la prevalenza dei casi è connessa al mancato rispetto dei tempi di risposta ai reclami (96,5%); in misura minore pesano le rettifiche di fatturazione (5,9%) e le rettifiche di doppia fatturazione (0,6%). Nel complesso, al segmento di clienti *dual fuel* sono stati erogati indennizzi per un ammontare di 140.980 euro.

TAV. 3.88 Indennizzi automatici erogati ai clienti dual fuel

MOTIVAZIONE	2022	2023	VARIAZIONE
Risposta ai reclami	77.100	136.030	76,4%
Rettifiche di fatturazione	4.875	4.625	-5,1%
Rettifiche di doppia fatturazione	500	325	-35,0%
TOTALE	82.475	140.980	70,9%

Fonte: ARERA, dati dichiarati dagli operatori.

Gli argomenti che hanno generato reclami di diretta responsabilità delle aziende di vendita per i clienti *dual fuel* hanno riguardato: per il 48,6% dei casi, la fatturazione e tutto ciò che concerne i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi (erano il 46,1% nel 2022); nel 14,2% dei casi, le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta rispetto a quelle previste dal contratto e applicate (erano il 16,1% nel 2022); nel 12,8% dei casi, le vicende del contratto, quali il recesso, il cambio di intestazione, la voltura e il subentro (perfezionamento e costi) (erano il 16% nel 2022). A seguire, i reclami relativi alla morosità e alla sospensione sono stati l'8,1% mentre quelli relativi alla misura il 3,9% (erano il 5,3% nel 2022). Nel 3,7% dei casi, i reclami hanno riguardato le connessioni, i lavori e la qualità tecnica (erano il 2,9% nel 2022), nel 4,1% la qualità commerciale (erano il 2,4% nel 2022), nel 3,1% il bonus sociale e nell'1,3% altri argomenti residuali (erano il 2% nel 2022), non riconducibili alle categorie precedenti.

Per quanto riguarda gli argomenti oggetto delle richieste di informazioni scritte che i clienti *dual fuel* hanno inoltrato alle aziende di vendita, quello principale – 34,3% dei casi – è stato la fatturazione e tutto ciò che ne consegue (i consumi e i corrispettivi fatturati, l'autolettura, la periodicità di fatturazione, inclusa la fattura di chiusura, l'effettuazione di pagamenti e rimborsi), a fronte del 39,5% del 2022; per il 18,5% dei casi (erano il 19% nel 2022), le richieste hanno riguardato le vicende del contratto (recesso, cambio di intestazione, voltura e subentro, perfezionamento e costi relativi); per il 7,3%, argomenti relativi al mercato, quali le modalità di conclusione dei nuovi contratti, le tempistiche dello *switching* e le condizioni economiche proposte dal venditore in sede di offerta, rispetto a quelle previste in contratto e applicate (erano il 7,8%, nel 2022). Nel 7% dei casi le richieste in argomento hanno interessato le connessioni, i lavori e le problematiche relative alla qualità tecnica (erano il 4,7% nel 2022), nel 4,5% la qualità commerciale (stesso valore del 2022), nel 2,8% informazioni su morosità e sospensione (erano il 2,3% nel 2022), nell'1,1% tematiche relative alla misura (la quota era analoga nel 2022), nell'1,8% il bonus sociale (erano l'1,6% nel 2022). Il 22,7% delle richieste di informazioni ha riguardato altri argomenti non ricompresi nelle categorie precedentemente elencate (erano il 19,5% nel 2022).

Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita del gas naturale

Poiché la regolazione della qualità commerciale dei servizi telefonici è comune ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale, l'esposizione e l'analisi dei relativi indicatori di qualità è unica ed è stata inserita nel paragrafo "Qualità commerciale del servizio di vendita di energia elettrica" del Capitolo 2 di questo Volume, al quale si rimanda.



CAPITOLO

4



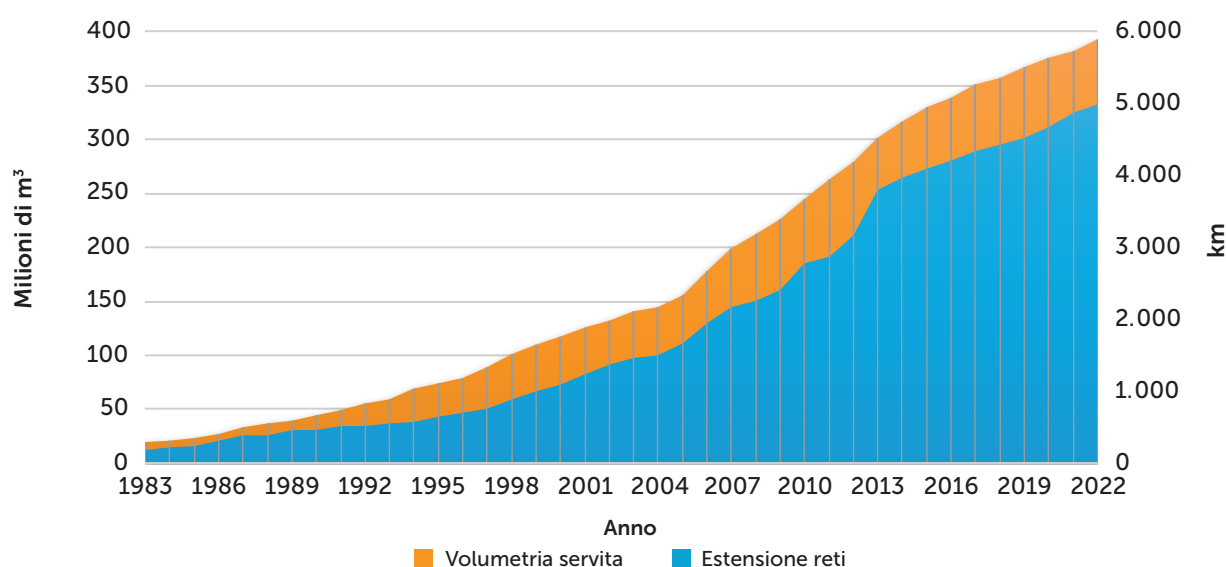
**STRUTTURA,
PREZZI E QUALITÀ
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

Struttura del mercato

Stato di diffusione del servizio

Per motivi storici i sistemi di teleriscaldamento sono molto comuni in alcuni Paesi del Nord-Est Europa (Islanda, Bielorussia, Lettonia, Danimarca, ecc.). In Italia la diffusione è limitata, con un *trend* che risulta tuttavia storicamente crescente, a partire dall'installazione dei primi impianti negli anni '70, sia in termini di volumetria servita sia in termini di estensione delle reti di distribuzione dell'energia termica (Fig. 4.1). Tra il 2000 e il 2022 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso medio annuo del 5,7%, passando da 117,3 a 392,7 milioni di metri cubi. Nello stesso lasso di tempo l'estensione delle reti è più che quadruplicata, passando da 1.091 km nel 2000 a 4.989 km nel 2022.

FIG. 4.1 Evoluzione della volumetria allacciata e dell'estensione delle reti



Fonte: Annuario AIRU¹ 2023.

L'incremento nell'estensione delle reti registrato nell'anno 2022, pari a 122 km, è risultato tuttavia inferiore al valore medio degli anni più recenti, 192 km annui del periodo 2012-2022. Anche la volumetria allacciata è cresciuta con intensità minore, il 2,8% circa a fronte di una media del 3,7% nello stesso periodo.

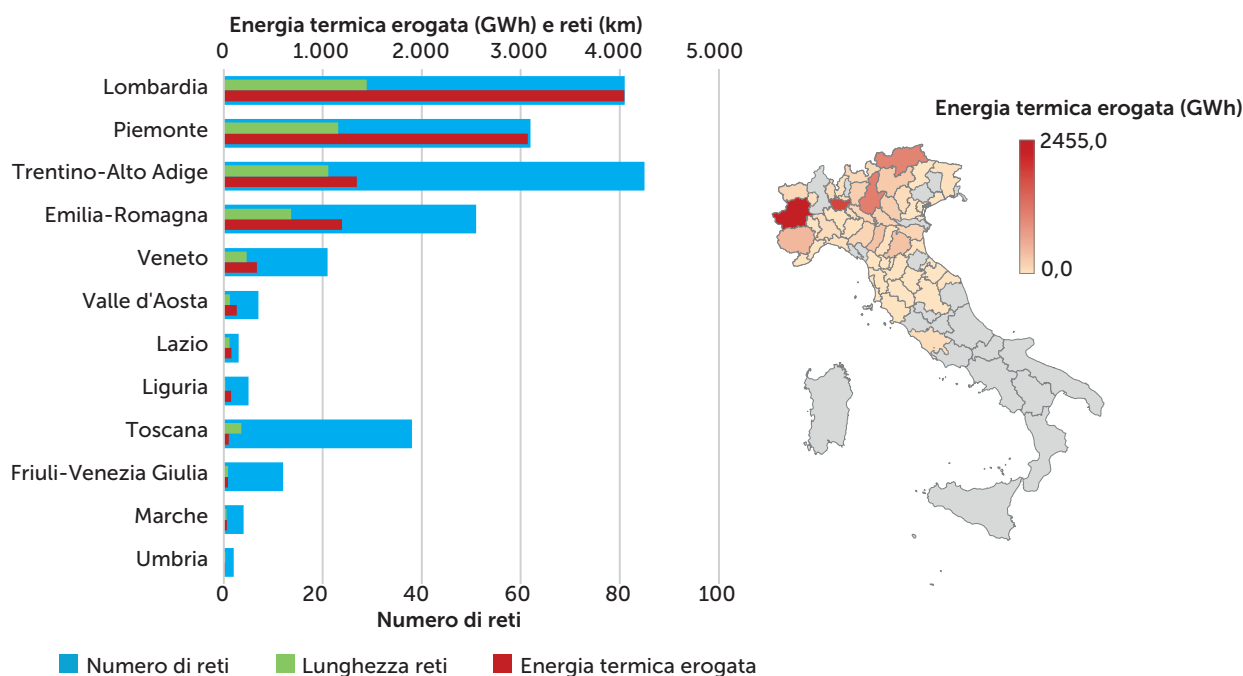
La diffusione del servizio rimane concentrata principalmente nelle aree urbane dell'Italia settentrionale, dove la maggiore domanda di calore per il riscaldamento degli edifici, insieme all'elevata densità abitativa, consentono di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio agli utenti.

Cinque Regioni del Nord Italia (Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Emilia-Romagna e Veneto) rappresentano, da sole, il 96% dell'energia termica erogata da sistemi di teleriscaldamento. La dimensione delle reti in

¹ AIRU è l'Associazione italiana riscaldamento urbano, associazione nazionale che raggruppa i maggiori operatori del settore del teleriscaldamento.

queste Regioni risulta abbastanza eterogenea. In Piemonte, a titolo esemplificativo, un numero di reti più limitato distribuisce oltre il doppio di energia rispetto alle reti montane localizzate in Trentino-Alto Adige.

FIG. 4.2 Distribuzione geografica delle reti di teleriscaldamento nel 2021



Fonte: ARERA, Anagrafiche e raccolte dati.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2022 le centrali termiche al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 11.515 GWh termici, 6.535 GWh elettrici e 167 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). Rispetto al precedente anno 2021 il calore erogato all'utenza è notevolmente calato (-8,2%); con dinamiche analoghe, è calata anche l'energia elettrica prodotta dalle centrali al servizio di reti di telecalore ed immessa nella rete elettrica nazionale (-9,3%). Per contro, la fornitura di energia frigorifera alle utenze del telecalore ha registrato un incremento a due cifre (26,8%). Tali variazioni possono essere spiegate dall'andamento delle condizioni climatiche. Il 2022, rispetto all'anno precedente, è stato caratterizzato da un inverno particolarmente mite a fronte di un incremento delle temperature nel periodo estivo. I valori rilevati dei gradi giorno di riscaldamento (HDD) e raffrescamento (CDD), in particolare, sono rispettivamente calati a 1.735 (-9% circa) e cresciuti a 375 (+30%)² rispetto all'anno precedente.

² Elaborazione dati Eurostat: Energy statistics - Cooling and heating degree days by country - annual data - Italy (ec.europa.eu).

TAV. 4.1 *Produzione di energia delle centrali termiche nel 2022 (in GWh)*

VEETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2021
Energia termica	11.515	9.173	-8,2%
Energia elettrica	6.535	6.111	-9,3%
Energia frigorifera	167	155	26,8%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Tra le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di telecalore (Tav. 4.2), il gas naturale si è confermato anche nel 2022 quella nettamente prevalente, con il 69,8% del consumo energetico complessivo. Tra le altre fonti portano un contributo significativo i rifiuti (16,1%) e le bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi, al 10,7%). Le altre fonti energetiche presentano un'incidenza nel complesso marginale.

TAV. 4.2 *Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore*

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	ANNO 2012		ANNO 2021		ANNO 2022	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.288.738	78,50%	1.506.534	72,1%	1.353.550	69,80%
Energia da rifiuti	159.278	9,70%	320.755	15,4%	312.764	16,10%
Bioenergie ^(A)	105.918	6,40%	198.550	9,5%	206.672	10,70%
Carbone	43.131	2,60%	-	0,0%	-	0,00%
Gasolio e olio combustibile	12.317	0,70%	1.443	0,1%	1.797	0,10%
Geotermia	14.684	0,90%	29.312	1,4%	29.596	1,50%
Recuperi da processo industriale	858	0,10%	5.535	0,3%	7.943	0,40%
Sole	-	0,00%	84	0,0%	77	0,00%
Energia primaria da rete elettrica ^(B)	17.409	1,10%	26.657	1,3%	26.537	1,40%
TOTALE fossili	1.361.595	83%	1.534.634	73%	1.381.884	71%
TOTALE rinnovabili	280.738	17%	554.235	27%	557.053	29%
TOTALE	1.642.333	100%	2.088.869	100%	1.938.937	100%

(A) Dal 2013 oltre alle biomasse comprendono anche biogas e bioliquidi.

(B) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Relativamente all'incidenza delle differenti tecnologie di generazione sui quantitativi complessivi di energia termica prodotta, si conferma una netta prevalenza degli impianti di cogenerazione di elettricità e calore, con una quota di produzione pari al 65,5% del totale (Tav. 4.3).

TAV. 4.3 Fonti energetiche utilizzate per la produzione di energia termica nelle centrali del telecalore nel 2022 (in GWh)

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA
Cogenerazione	5.715,0	1.814,6	7.529,6	65,5%
Produzione semplice	2.593,9	844,3	3.438,1	29,9%
Rinnovabili dirette	-	320,7	320,7	2,8%
Pompe di calore	-	108,1	108,1	0,9%
Recupero	-	91,3	91,3	0,8%
TOTALE	8.308,9	3.179,0	11.487,9	100%

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Se si considera, invece, la capacità di produzione di energia termica (Tav. 4.4), si riscontra un significativo contributo delle caldaie, che sono tuttavia in genere utilizzate solo per coprire le punte di domanda e per la funzione di riserva.

TAV. 4.4 Capacità di generazione installata per tecnologia

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2021		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31 DICEMBRE 2022	
	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t	ELETTRICA MW _e	TERMICA MW _t
Centrali termoelettriche	-	1.155	-	1.204
Impianti di cogenerazione ^(A)	808	919	808	933
Impianti termovalorizzazione rifiuti	-	685	-	681
Produzione semplice a bioenergie ^(B)	-	459	-	482
Impianti di cogenerazione a bioenergie	88	248	91	255
Impianti a geotermia	-	156	-	156
Recupero da processo industriale	-	78	-	118
Pompe di calore	-	52	-	78
Solare termico	-	2	-	2
Caldaie di integrazione e riserva	-	5.533	-	5.586
TOTALE	897	9.287	898	9.494

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Per quanto concerne l'energia frigorifera, la produzione può essere effettuata attraverso i gruppi frigoriferi installati nelle centrali termiche e la successiva distribuzione attraverso reti di teleraffrescamento (trasporto di acqua fredda) oppure con la produzione in loco, presso l'utenza, grazie a gruppi frigoriferi alimentati dal calore delle reti di teleriscaldamento. Nel primo caso, i gruppi frigoriferi possono essere del tipo "a compressione di vapore", alimentati da energia elettrica (tipicamente prodotta da cogeneratori presenti nella stessa centrale termica) e/o "ad assorbimento", alimentati con calore disponibile in centrale (anche in questo caso tipicamente di origine cogenerativa, o di recupero). Nel caso di produzione presso la sottostazione d'utenza, vengono utilizzati esclusiva-

mente gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati dalla rete di teleriscaldamento, impiegando quindi lo stesso vettore termico fornito per soddisfare i fabbisogni di riscaldamento, acqua calda sanitaria o processi industriali. La prima soluzione ha come principale vantaggio la flessibilità di utilizzo della fonte energetica (elettricità e/o calore) disponibile o appositamente prodotta in centrale, mentre la seconda soluzione consente di evitare gli investimenti e gli oneri di gestione e manutenzione derivanti da un'apposita infrastruttura di teleraffrescamento (tipicamente posata in parallelo alla rete di teleriscaldamento).

La tavola 4.5 riporta i valori di capacità di produzione frigorifera delle diverse macchine attualmente installate nei sistemi di telecalore, suddivise per tipologia e posizione di installazione.

TAV. 4.5 *Potenza termica dei gruppi frigoriferi installati nei sistemi di telecalore nel 2022 (in MW)*

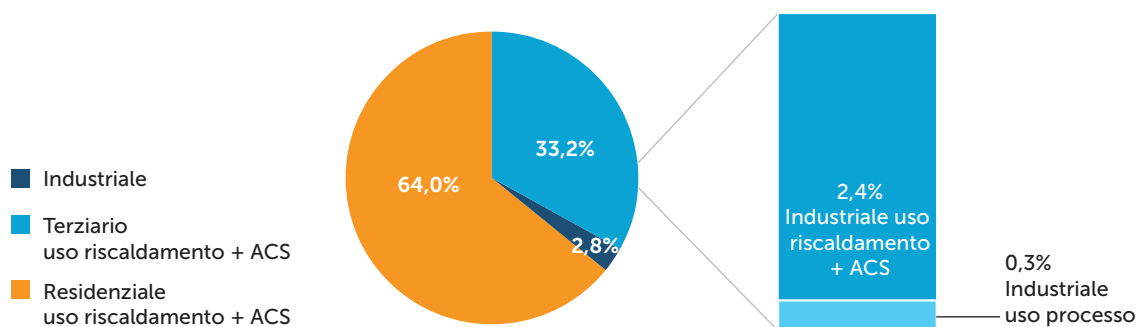
TIPOLOGIA GRUPPI FRIGORIFERI	INSTALLATI IN CENTRALE	INSTALLATI PRESSO L'UTENTE	TOTALE
A compressione	108,1	-	108,1
Ad assorbimento	32,6	108,6	141,2
TOTALE	140,8	108,6	249,4

Fonte: Annuario AIRU 2023.

Il mix produttivo dei sistemi di telecalore ha consentito un significativo risparmio energetico e una riduzione delle emissioni di gas climalteranti rispetto all'utilizzo di sistemi di produzione separata di elettricità e calore, quali ad esempio centrali termoelettriche e caldaie (quantificati dall'AIRU in 0,52 Mtep di fonti fossili risparmiate e 1,79 Mt di CO₂ non emesse nell'anno 2022).

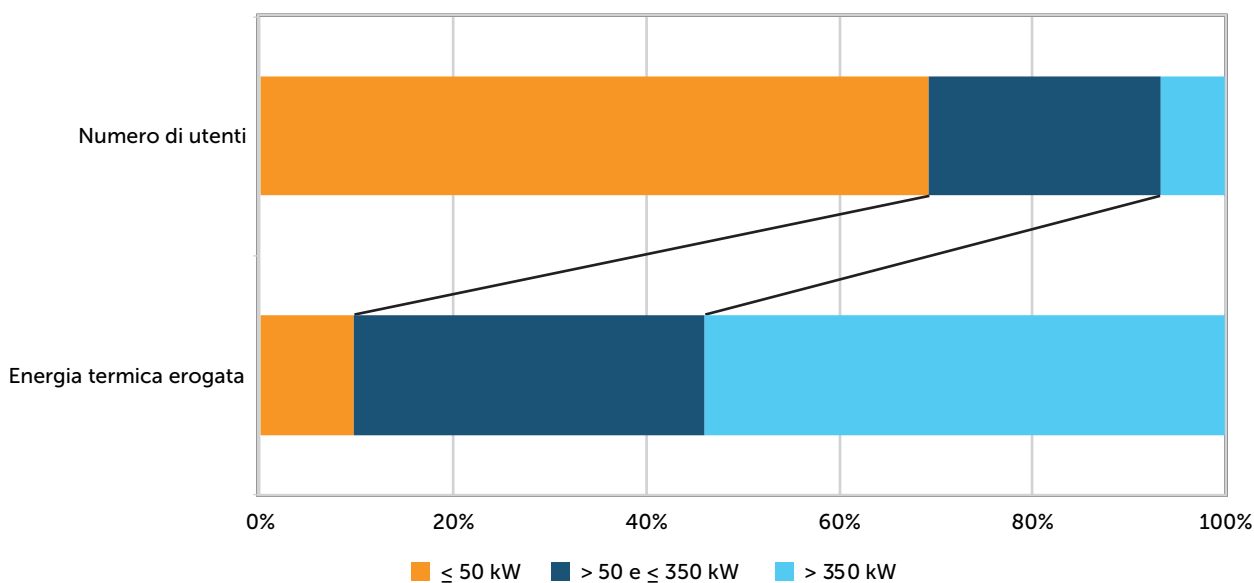
Caratteristiche della domanda

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per gli usi di climatizzazione ambientale (riscaldamento e raffrescamento) e produzione di acqua calda ad uso igienico-sanitario, mentre è solo marginale l'utilizzo in processi industriali. Come evidenziato dalla figura 4.3, una quota significativa del mercato è costituita da utenze di tipo residenziale e terziario (rispettivamente il 64,0% e il 33,2% del totale), mentre la domanda del settore industriale rimane marginale (2,8%), ancor più se ci si riferisce ai soli usi di processo (0,3%). I sistemi di telecalore non sono infatti in genere utilizzati per l'alimentazione di grandi processi industriali, anche perché tali processi richiedono spesso temperature di fornitura superiori a quelle di esercizio delle reti di telecalore.

FIG. 4.3 Calore erogato all'utenza nel 2022, distinto per tipologia di fornitura e tipologia di utilizzo

Fonte: Annuario AIRU 2023.

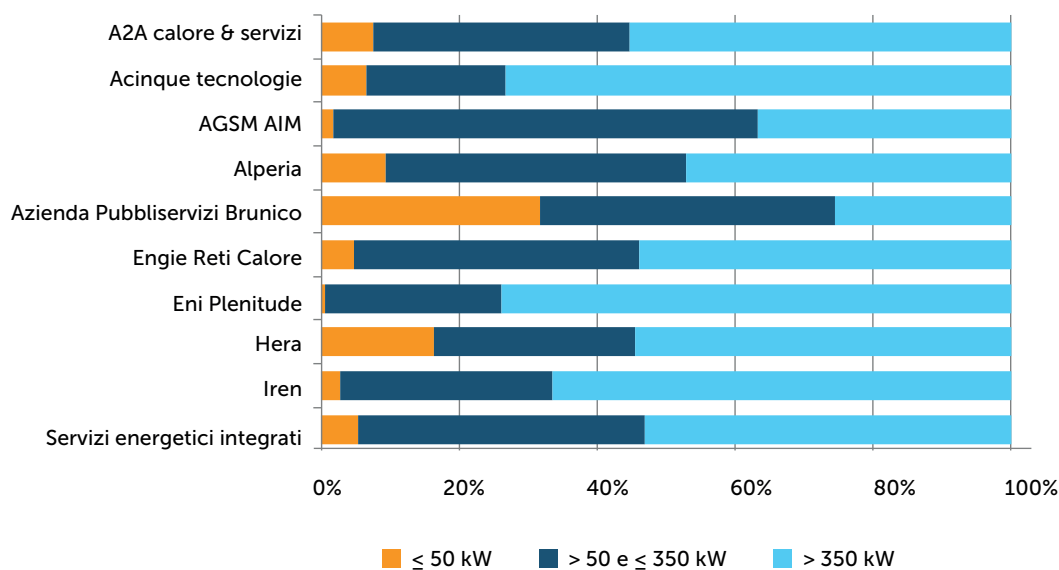
Per quanto concerne le caratteristiche della domanda, il settore del telecalore, come evidenziato nella figura 4.4, è caratterizzato dalla presenza di un numero rilevante di utenti di dimensioni relativamente ridotte. Il 69% degli utenti presenta una potenza contrattuale non superiore a 50 kW, mentre il 24% ha una taglia maggiore di 50 e fino a 350 kW e solo il 7% ha una taglia superiore a 350 kW. Gli utenti di maggiori dimensioni, nonostante siano relativamente poco numerosi, rappresentano una quota cospicua dei consumi complessivi (oltre il 50%).

FIG. 4.4 Quota del numero di utenti e dei relativi consumi nel 2022, in funzione della classe dimensionale degli utenti

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

La ripartizione delle differenti classi di utenti sul totale dell'energia termica fornita può variare sensibilmente tra i diversi operatori (Fig. 4.5). Tale eterogeneità è dovuta primariamente alle caratteristiche del territorio servito: nelle aree ad elevata densità abitativa vi è una forte prevalenza di grandi condomini, mentre in altre aree, in particolare in quelle montane e rurali, vi è una maggiore diffusione di utenze con una o poche unità abitative.

FIG. 4.5 Calore erogato nel 2022 dai 10 maggiori operatori (presentati in ordine alfabetico), ripartito per classe dimensionale dell'utente



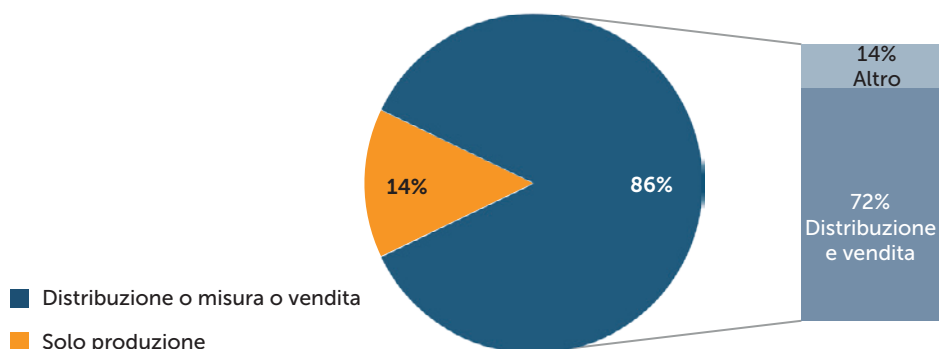
Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Operatori del servizio di telecalore

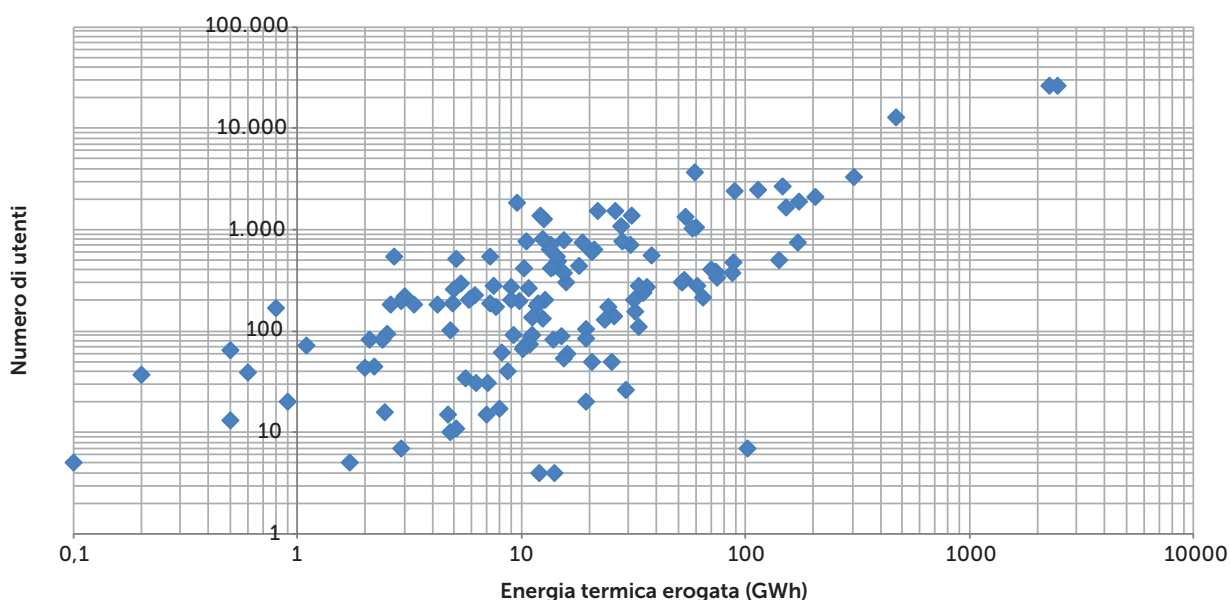
Nell'anagrafica dell'Autorità risultano iscritte 255³ società. Di queste, l'86% si occupa di attività strettamente legate all'esercizio delle reti e alla fornitura dall'energia termica alle utenze (distribuzione e/o misura e/o vendita) mentre la quota rimanente si occupa solo di produzione di energia termica. Come evidenzia la figura 4.6 alla prima categoria appartengono perlopiù soggetti verticalmente integrati che svolgono sia l'attività di distribuzione, sia quella di vendita.

Gli operatori del telecalore presentano un'ampia eterogeneità, sia in relazione al numero di utenti serviti sia all'energia termica complessivamente erogata (Fig. 4.7). L'elevata variabilità dell'energia erogata, anche a parità del numero di utenti, dipende principalmente dal diverso contesto in cui operano gli esercenti. Nelle aree a minore densità abitativa l'utenza è caratterizzata da piccoli edifici, non di rado villette monofamiliari, mentre nelle principali aree urbane vi è una maggiore presenza di condomini o supercondomini, corrispondenti a decine (in alcuni casi, centinaia) di unità immobiliari.

³ Dati relativi allo stato delle anagrafiche al momento della scrittura del rapporto (maggio 2024).

FIG. 4.6 Numero di operatori del settore classificati per attività svolta (maggio 2024)

Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

FIG. 4.7 Distribuzione degli operatori in funzione dell'energia termica erogata e del numero di utenti serviti nel 2022

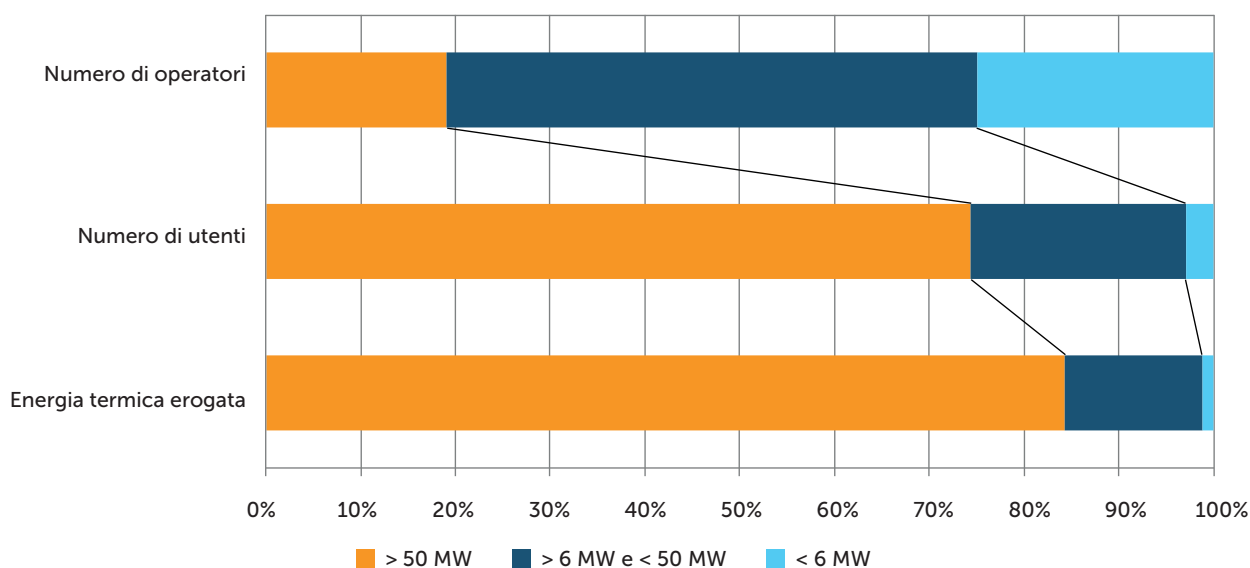
Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata⁴.

Il settore del telecalore, come altri settori infrastrutturali, è caratterizzato da una elevata concentrazione del mercato. Gli esercenti di maggiori dimensioni (26 operatori con potenza convenzionale superiore a 50 MW)⁵ servono una quota significativa del mercato (oltre il 70% degli utenti, corrispondente a più dell'80% dell'energia termica fornita).

4 I dati si riferiscono all'insieme delle comunicazioni 2022 degli esercenti all'Autorità, per un totale di 136 soggetti che hanno erogato nel 2022 energia termica per 9.025 GWh a 126.353 utenti.

5 Gli esercenti, ai sensi del TUD (Testo unico di classificazione dimensionale degli esercenti, allegato B alla delibera 26 ottobre 2021, 463/2021/R/tr), sono suddivisi in 3 classi dimensionali: esercenti di maggiori dimensioni (potenza convenzionale > 50 MW), esercenti di medie dimensioni (> 6 MW e ≤ 50 MW) e micro-esercenti (≤ 6 MW).

FIG. 4.8 *Rappresentatività delle tre classi dimensionali degli operatori in termini di numero di imprese, numero di utenti ed energia termica erogata nel 2022*



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Prezzi del servizio

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

L'Autorità, al fine di monitorare lo stato del settore, ha previsto specifici obblighi di trasparenza sui prezzi del servizio. In particolare, gli operatori:

- dal 1° gennaio 2020 sono tenuti a pubblicare sul proprio sito internet i prezzi di fornitura applicati all'utenza;
- dal 2021 devono effettuare una comunicazione annuale delle offerte commerciali applicate agli utenti, contenente il dettaglio del numero di utenti coinvolti e dei relativi importi fatturati, suddivisi per tipologia di utente.

Nell'ambito delle attività di monitoraggio, l'Autorità, con delibera 1° marzo 2022, 80/2022/R/tlr, ha avviato un'indagine conoscitiva, al fine di valutare la congruità dei prezzi del servizio di teleriscaldamento, a seguito del significativo incremento registrato a partire dall'ultimo trimestre 2021. Tale fenomeno si è ulteriormente accentuato a partire dal primo trimestre 2022.

L'indagine conoscitiva (i cui esiti sono stati riportati nell'allegato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr) ha evidenziato potenziali criticità sia in relazione alle dinamiche di mercato, sia, limitatamente ad alcuni contesti, all'equità dei prezzi applicati; in particolare:

- con riferimento alle dinamiche di mercato, i prezzi applicati dagli esercenti il servizio di teleriscaldamento sono risultati in genere superiori al costo di erogazione del servizio alternativo più conveniente;
- con riferimento all'equità dei prezzi applicati, in alcune reti, caratterizzate da un significativo utilizzo di impianti di termovalorizzazione per la produzione di energia termica, si è determinato un progressivo disallinea-

mento tra costi e ricavi del servizio, in quanto all'incremento dei ricavi non è corrisposta una crescita dei costi variabili di produzione.

Alla luce degli esiti dell'indagine conoscitiva, l'Autorità, con la segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/I/tlr, ha posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre una regolazione tariffaria dei prezzi del servizio di teleriscaldamento.

Il legislatore è intervenuto con la legge 21 aprile 2023, n. 41, che ha modificato le disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, prevedendo l'applicazione di tariffe regolate per la generalità delle reti di teleriscaldamento.

Le informazioni sui prezzi riportate nella presente *Relazione Annuale* si riferiscono all'anno 2022, periodo antecedente all'attribuzione dei poteri di regolazione tariffaria all'Autorità.

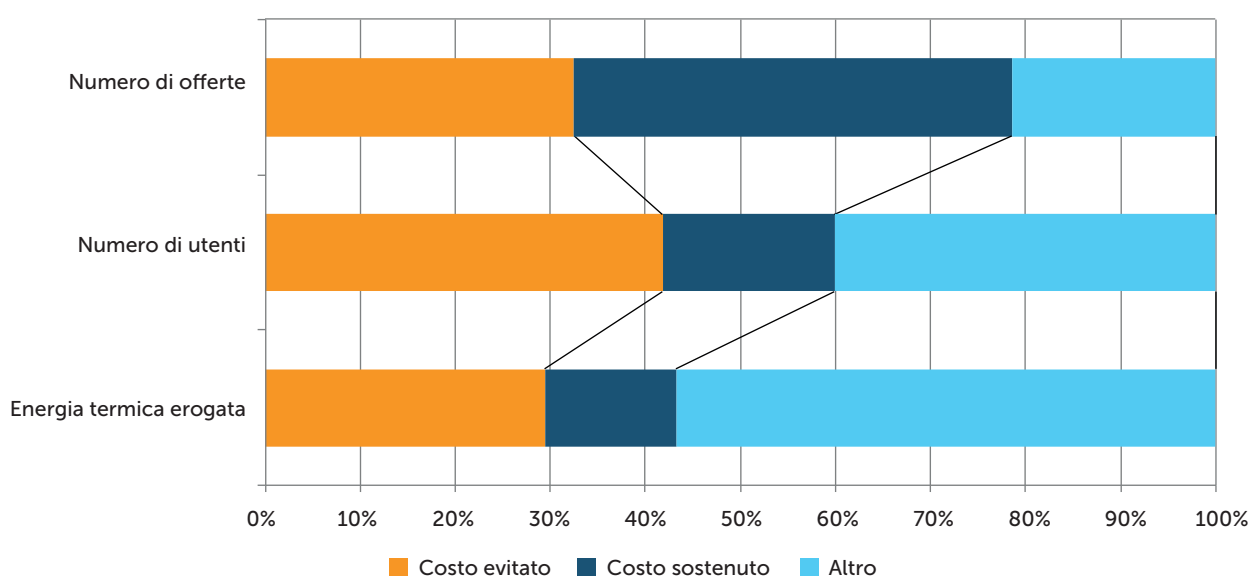
Modalità di determinazione del prezzo

Le due principali modalità di determinazione del prezzo del servizio sono basate:

- sui costi sostenuti, con l'obiettivo di assicurarsi l'equilibrio economico e finanziario e garantire un'adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia "cost of service");
- sul costo evitato, con l'obiettivo di fornire all'utente il servizio ad un prezzo competitivo rispetto al costo che lo stesso avrebbe sostenuto utilizzando una tecnologia di climatizzazione alternativa (ad esempio, una caldaia a gas).

Come evidenzia la figura 4.9, una parte rilevante delle offerte commerciali (il 33% delle offerte, pari al 42% in numero di utenti e al 29% in energia erogata) è definita sulla base del costo evitato. Tale metodologia è applicata in genere da operatori che gestiscono reti di grandi dimensioni, prevalentemente in contesti urbani. La tecnologia alternativa presa come riferimento è tipicamente la caldaia a gas, mentre in aree del Paese non metanizzate viene in genere utilizzata una caldaia alimentata a gasolio, a GPL o *pellet* di legna.

FIG. 4.9 Offerte commerciali nel 2022 per metodologia di definizione del prezzo



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

La scelta del metodo di determinazione del prezzo sulla base dei costi sostenuti (46% delle offerte, 18% del numero di utenti e solo 14% dell'energia erogata) risulta in genere legata alla forma societaria dell'esercente. Tale metodologia è infatti adottata per la definizione dei prezzi da parte di diverse cooperative (che servono da sole il 7% degli utenti) o società a forte partecipazione pubblica, che generalmente utilizzano la biomassa per l'alimentazione di piccole reti, in aree rurali o montane.

Vi sono, infine, diversi contesti (21% delle offerte, corrispondenti però ad oltre il 50% in termini di energia erogata) in cui gli operatori dichiarano di definire il prezzo del servizio sulla base di altre modalità che tuttavia, a una analisi dettagliata, presentano molte similitudini con il metodo del costo evitato (in particolare, l'utilizzo del prezzo del gas per l'aggiornamento dei corrispettivi).

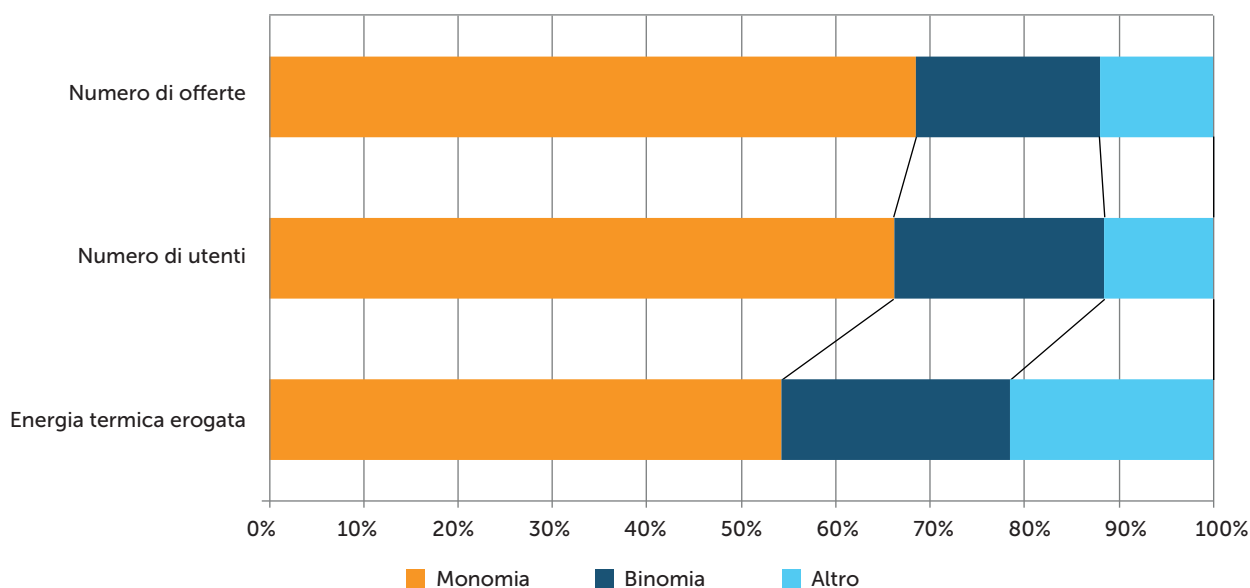
Tipologia di prezzo

Le tipologie di prezzo più comuni, utilizzate dall'esercente per la determinazione degli importi da fatturare all'utenza, sono:

- monomia su energia termica, tipicamente espressa in €/MWh (anche se in alcuni casi vengono ancora utilizzate le calorie per indicare l'unità di energia termica fornita);
- binomia, dove oltre alla componente variabile su energia termica ne è presente una fissa dipendente dalla potenza contrattualizzata ed espressa in €/kW.

Come evidenziato nella figura 4.10, le offerte monomie rappresentano la tipologia di prezzo più diffusa (69% del totale, anche se la rappresentatività si riduce al 66% in termini di numeri di utenti e al 54% in termini di energia termica erogata). Un numero limitato di operatori dichiara tuttavia di applicare alle offerte monomie un livello minimo di consumi (e quindi di spesa), in modo da garantirsi la copertura dei costi fissi anche nel caso in cui l'utente non utilizzi il servizio per un periodo prolungato.

FIG. 4.10 Offerte commerciali nel 2022 per tipologia di prezzo



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Le tariffe con prezzi binomi⁶ rappresentano una quota modesta (19% delle offerte e quote leggermente superiori in termini di numero di utenti ed energia erogata).

Le altre tipologie di prezzo rappresentano una quota ulteriormente limitata (12% delle offerte e del numero di utenti). Tra queste si evidenziano:

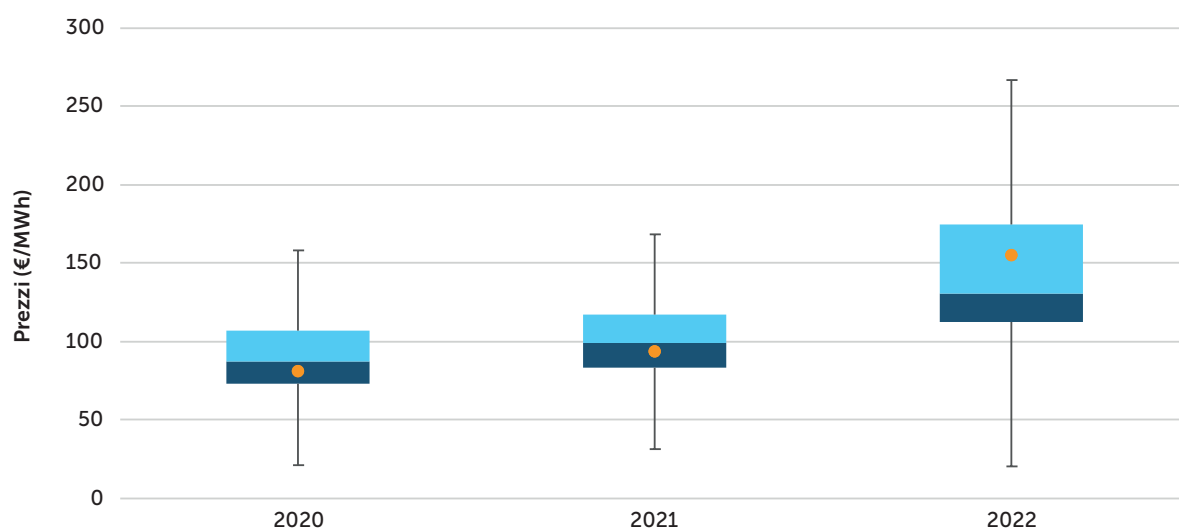
- binomie la cui componente fissa viene definita in funzione di grandezze diverse dalla potenza quali, ad esempio, la volumetria dell'ambiente climatizzato (espressa in m³) o la portata massima di fluido termovettore disponibile per lo scambio termico in sottostazione;
- tariffe articolate su ulteriori componenti (tipicamente con formula trinomia), aventi componenti legate al noleggio del misuratore o ad altri oneri per l'erogazione del servizio.

Valori dei prezzi del calore

Nel 2022, l'ampio utilizzo delle quotazioni del prezzo del gas per l'aggiornamento dei corrispettivi ha comportato un significativo incremento dei prezzi del servizio rispetto ai livelli registrati negli anni precedenti (Fig. 4.11).

Il valore del prezzo medio del servizio⁷ (punto arancio in figura 4.11), è cresciuto da 81 €/MWh nel 2020 a 93 €/MWh nel 2021, per poi raggiungere i 155 €/MWh nel 2022.

FIG. 4.11 Evoluzione dei prezzi medi per operatore (IVA ed eventuale credito d'imposta esclusi) e media pesata sull'energia erogata



Fonte: ARERA, Raccolte dati integrate.

⁶ Il Testo unico sulla trasparenza del servizio di telecalore (TITT) ha previsto che dal 1° gennaio 2020 la potenza contrattualizzata con l'utente sia indicata in bolletta, se è funzionale alla determinazione degli importi fatturati, e in ogni caso debba essere indicata nel contratto di fornitura di tutti gli utenti, entro il 31 dicembre 2022.

⁷ La media è stata effettuata tenendo conto dell'energia termica erogata da ciascun operatore.

Nell'anno 2022 (*boxplot*⁸ più a destra nella figura 4.11) si evidenzia in modo ancora più accentuato l'ampia eterogeneità dei prezzi applicati dagli esercenti. In particolare, il 50% centrale delle offerte commerciali è risultato compreso tra 113 e 174 €/MWh.

La relativa eterogeneità dei prezzi applicati è motivata da più fattori. Nella valutazione del prezzo devono essere considerate non solo le diverse modalità di definizione (metodologie *cost of service* o del costo evitato), ma anche le caratteristiche dei sistemi di telecalore (tipologia di fonti energetiche utilizzate, livello di densità termica dell'utenza), che possono portare in alcuni casi a importanti costi di investimento e gestione del servizio (come accade, per esempio, per piccole reti in aree montane o rurali).

Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di operatori del telecalore che offrono il servizio di teleraffrescamento è ancora ridotto, pari al 12% circa del totale.

Secondo le informazioni disponibili all'Autorità, il prezzo di erogazione di questo servizio è nella totalità dei casi determinato sulla base della metodologia del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica (gruppi frigoriferi a compressione di vapore), anche se non mancano casi in cui la tecnologia alternativa presa a riferimento è un gruppo frigorifero ad assorbimento (tipicamente un sistema a fiamma diretta, alimentato a gas naturale).

Nella formula per la determinazione del prezzo con il metodo del costo evitato le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del prezzo dell'elettricità (o del gas), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori. Per quanto riguarda il prezzo dell'elettricità, la maggior parte degli operatori fa riferimento alle tariffe del servizio di tutela pubblicate dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi medi dell'energia come risultanti dalle bollette dei singoli utenti.

Qualità del servizio

Qualità commerciale del servizio

Il settore del telecalore, prima dell'entrata in vigore della regolazione della qualità commerciale, presentava una scarsa diffusione delle Carte dei servizi e, più in generale, di standard orientati a disciplinare la qualità delle prestazioni rese dal gestore del servizio all'utente.

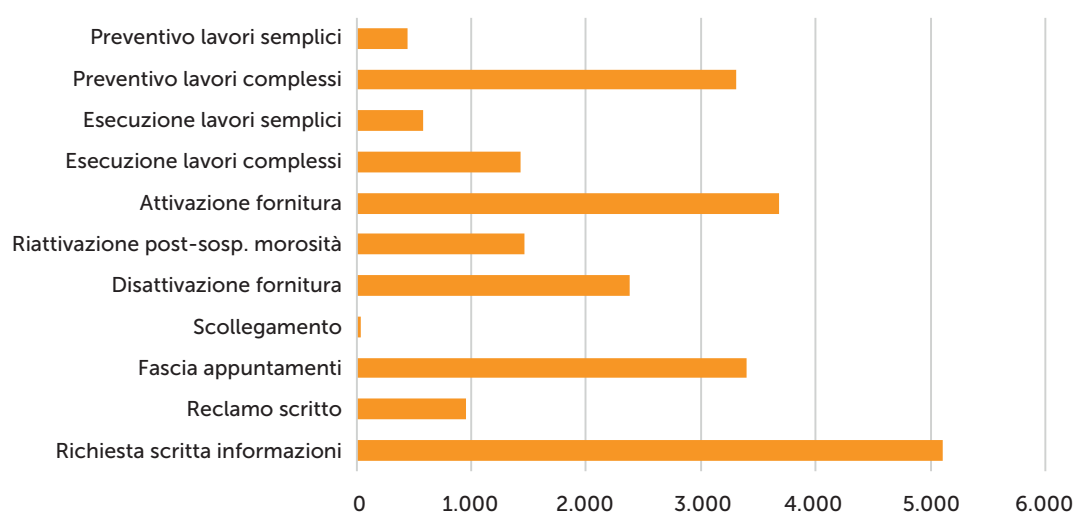
⁸ Il *boxplot* è un grafico che descrive in modo sintetico la distribuzione di una popolazione di dati attraverso alcune variabili statistiche. La scatola (*box*) è delimitata dal 1° quartile (Q1, in basso) e dal 3° quartile (Q3, in alto) e divisa a metà dal 2° quartile (o mediana, Q2: separazione tra la campitura azzurra e quella blu), rappresentando dunque nel complesso la posizione del 50% centrale della popolazione. Ai suoi lati si trovano i baffi (*whisker*), inferiore e superiore, che rappresentano insieme la distribuzione dell'altro 50% della popolazione: i loro estremi rappresentano infatti, rispettivamente, il valore minimo e quello massimo (esclusi i valori considerati anomali, i c.d. *outlier*).

Con l'entrata in vigore della regolazione, l'Autorità ha previsto specifici obblighi informativi in capo agli esercenti, al fine di monitorare la qualità del servizio e il rispetto degli standard minimi previsti. Di seguito sono riportati i risultati dell'analisi dei dati relativi all'anno 2022.

Numero di prestazioni

Per quanto riguarda gli esercenti di maggiori dimensioni, tra le prestazioni più numerose (Fig. 4.12) si evidenziano le richieste scritte di informazioni (più di 5.000), le attivazioni della fornitura, le richieste di appuntamento (per l'esecuzione di prestazioni che richiedono la presenza dell'utente) e il preventivo di lavori complessi. Per contro, sono estremamente contenute le richieste di scollegamento dalla rete (appena 38).

FIG. 4.12 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di maggiori dimensioni nel 2022

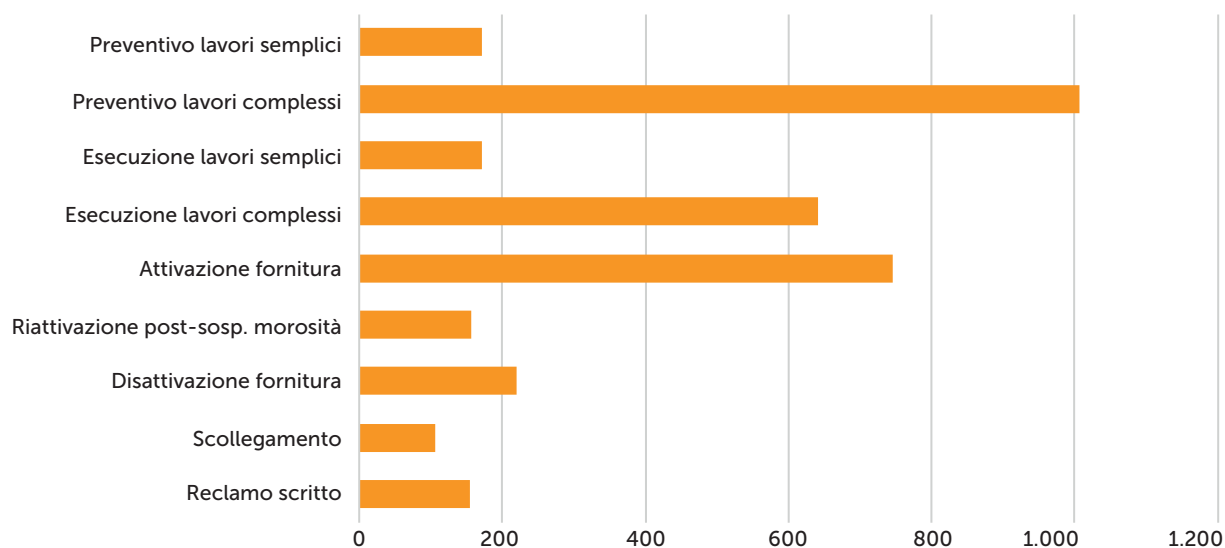


Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

La disciplina della RQCT⁹ richiede agli esercenti di medie dimensioni di comunicare informazioni relative ad un set ridotto di prestazioni di qualità commerciale. Il numero di prestazioni richieste (Fig. 4.13) riflette la minore quota di mercato di questo tipo di operatori (circa 1/3 del totale). Tra le prestazioni più frequenti si evidenziano le richieste di attivazione del servizio e di preventivi/esecuzione di lavori complessi. Anche tali operatori sono caratterizzati da un numero limitato di richieste di scollegamento (106 richieste).

⁹ RQCT è la Regolazione della qualità commerciale dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2025, allegato A alla delibera 23 novembre 2021, 526/2021/R/tr.

FIG. 4.13 Numero di prestazioni di qualità commerciale richieste agli esercenti di medie dimensioni nel 2022

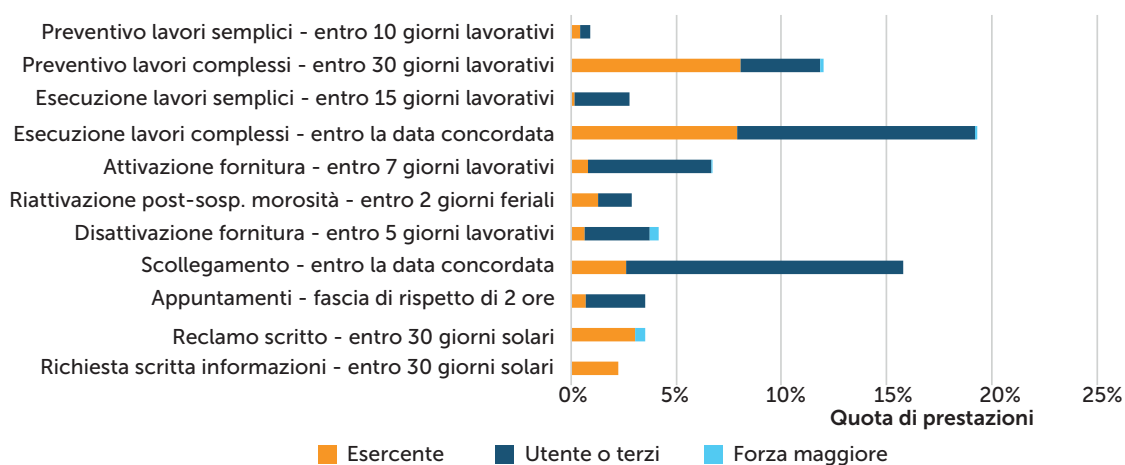


Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Tempo di esecuzione delle prestazioni

Gli obblighi informativi previsti all’Autorità impongono agli operatori di comunicare annualmente informazioni sul rispetto degli standard previsti dalla RQCT e, nel caso di superamento dei termini, le relative motivazioni, suddivise tra causa di forza maggiore, causa dell’utente o di terzi e causa di responsabilità dell’esercente. L’analisi dei dati ha confermato che gli standard imposti dall’Autorità sono in genere rispettati.

FIG. 4.14 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di maggiori dimensioni nel 2022

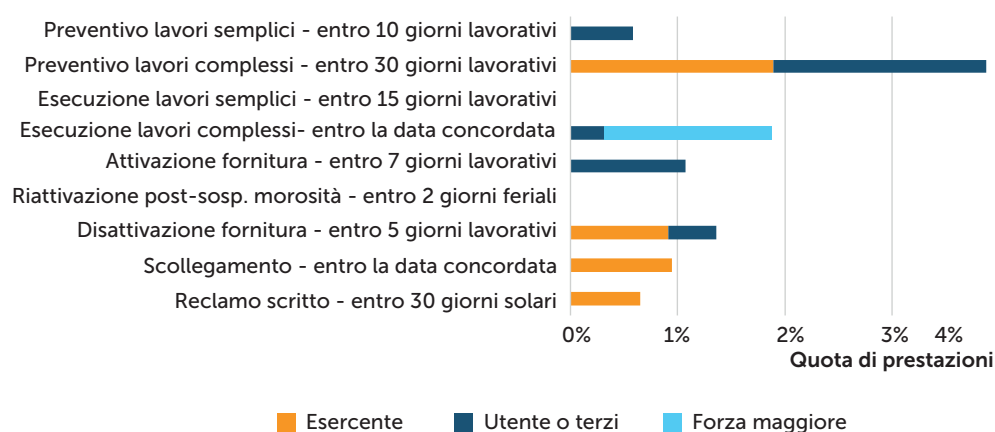


Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Per gli esercenti di maggiori dimensioni la percentuale di prestazioni eseguite oltre i tempi previsti per cause imputabili all’esercente (barra arancione in figura 4.14) è in genere inferiore al 5%. Solamente nel caso di preventivo

ed esecuzione di lavori complessi, la quota di responsabilità dell'esercente per il mancato rispetto dello standard risulta intorno all'8% delle prestazioni richieste.

FIG. 4.15 Mancato rispetto degli standard di qualità e cause per le prestazioni richieste a esercenti di medie dimensioni nel 2022



Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

Anche nel caso degli esercenti di medie dimensioni (Fig. 4.15) non emergono particolari criticità. Il mancato rispetto degli standard per cause imputabili all'esercente non risulta aver superato in nessun caso il 2% delle prestazioni erogate.

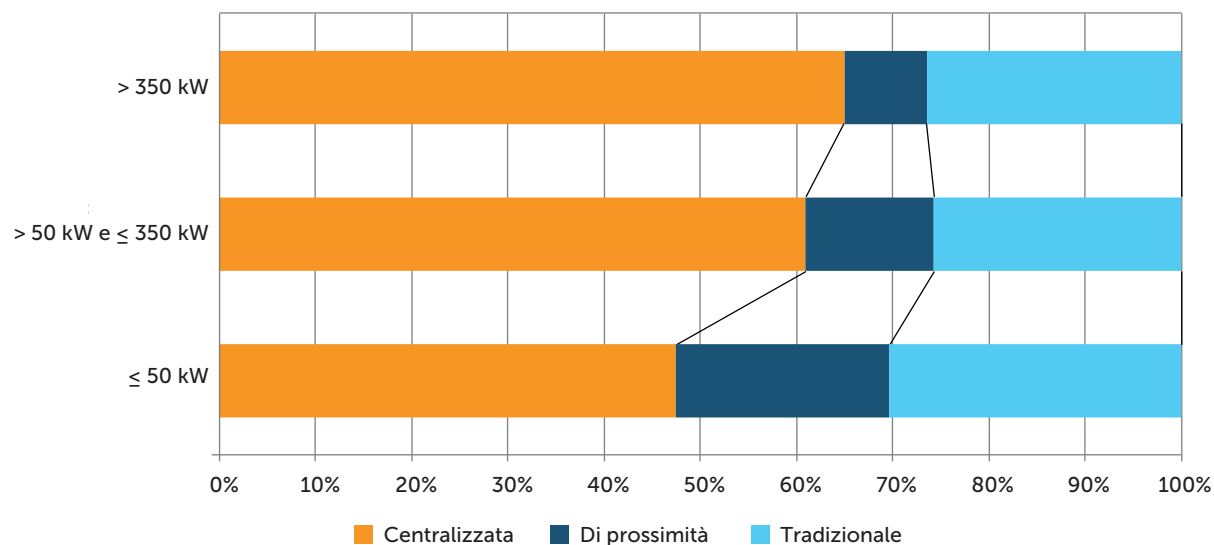
Misura dell'energia termica

Ai sensi del TIMT¹⁰, dall'anno 2023 gli operatori sono a tenuti a comunicare alcune informazioni sulle caratteristiche del parco misuratori installati presso gli utenti e sulle prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli stessi strumenti.

Caratteristiche del parco misuratori

Il settore è caratterizzato da un'ampia diffusione della telelettura (nell'anno 2022 circa il 71% dei misuratori presentava tale funzionalità). Scendendo più nel dettaglio, tra i misuratori teleletti il 51% permette una lettura centralizzata mentre la quota rimanente (20%) usa tecnologie di lettura di prossimità (sistemi c.d. *walk by* o *drive by*).

¹⁰ Il TIMT è il Testo integrato di regolazione della misura nei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° gennaio 2022-31 dicembre 2024, allegato A alla delibera 17 novembre 2020, 478/2020/R/tr.

FIG. 4.16 Metodo di lettura dei misuratori del telecalore nel 2022 per tipologia di utente

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.

La telelettura (Fig. 4.16) è meno diffusa tra contatori di piccola taglia, in quanto il minor livello di consumi ha reso storicamente meno conveniente il ricorso a tale tecnologia.

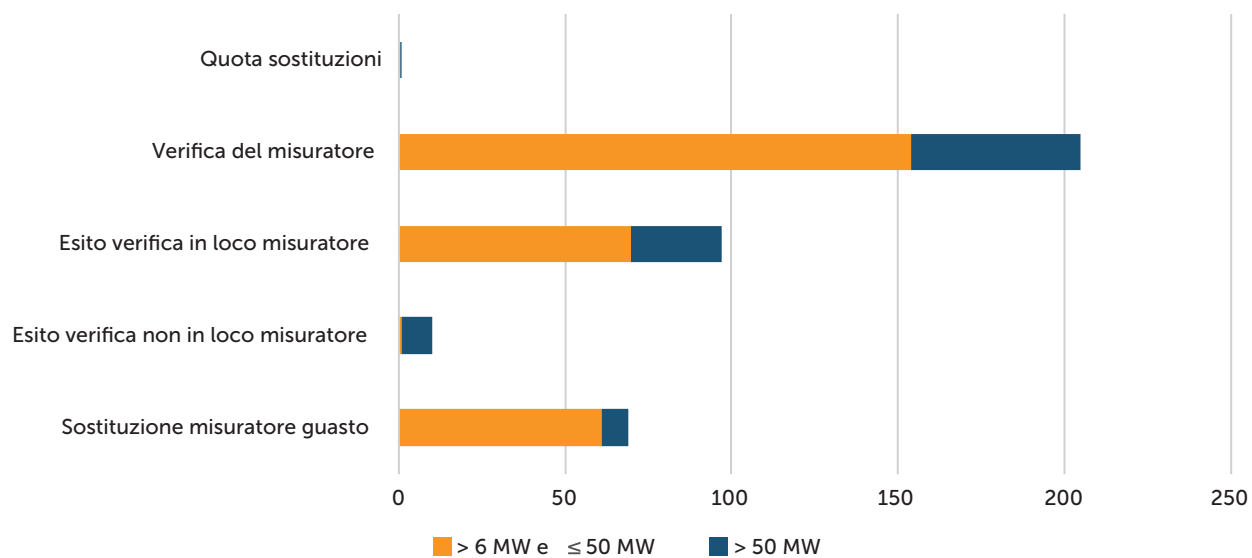
Verifica dei misuratori

La figura 4.17 presenta il numero di prestazioni di qualità commerciale relativo ai misuratori, suddiviso in base alla tipologia di esercente.

Nel 2022 sono stati effettuati circa 200 interventi per la verifica¹¹ del corretto funzionamento del misuratore. In oltre il 90% dei casi la verifica è stata svolta in loco, senza procedere alla rimozione del contatore di calore dalla sottostazione d'utenza. Nel 34% dei casi è stato necessario sostituire il misuratore per la presenza di anomalie (strumento guasto o malfunzionante). Si riporta, infine, che le prestazioni effettuate sui misuratori si sono svolte nel rispetto degli standard di qualità¹² definiti dall'Autorità.

11 Su mandato dell'Autorità, il CTI (Comitato termotecnico italiano energia e ambiente) ha recentemente pubblicato delle indicazioni di riferimento per lo svolgimento di verifiche "funzionali" da parte dell'esercente, diverse e, nell'intento, più rapide rispetto a quelle metrologiche con valore legale che possono essere richieste alla Camera di commercio competente (UNI/PdR 93.4:2024 – "Linee guida per la verifica funzionale del contatore di energia termica effettuata su richiesta del cliente del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento").

12 Nel dettaglio, gli standard specifici applicabili prevedono: 15 giorni lavorativi per la verifica del misuratore; 10 giorni lavorativi per l'esito della verifica del misuratore in loco e 30 giorni lavorativi per quello non in loco; 15 giorni lavorativi per la sostituzione del misuratore guasto.

FIG. 4.17 Numero di prestazioni di qualità commerciale relative ai misuratori richieste agli esercenti nel 2022

Fonte: ARERA, Raccolta dati 2022 integrata.



CAPITOLO

5



**STATO DEI SERVIZI
IDRICI**

Aspetti infrastrutturali del servizio e qualità tecnica

A partire dall'anno 2018, l'Autorità ha introdotto una specifica regolazione in materia di qualità tecnica del servizio idrico integrato (SII)¹ finalizzata alla promozione di uno stabile miglioramento nella qualità del servizio erogato alle utenze (RQTI). La qualità viene misurata con l'ausilio di specifici indicatori classificabili in tre categorie:

- indicatori ai quali sono associati standard specifici di qualità, volti a rilevare in particolare disservizi in termini di continuità del servizio di acquedotto²;
- indicatori ai quali sono associati standard generali di qualità, denominati "macro-indicatori"³, che verranno più ampiamente descritti nel seguito;
- requisiti minimi per l'accesso alla regolazione in parola, denominati "prerequisiti", che attengono ai seguenti profili: i) disponibilità e affidabilità dei dati comunicati, in particolare di quelli relativi alla misura; ii) conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita; iii) conformità alla normativa sulla gestione delle acque reflue.

I principali strumenti di incentivo a supporto di tale regolazione sono un meccanismo volto all'erogazione di premi o di penali alle gestioni, in funzione del conseguimento o meno degli obiettivi fissati per ciascuno dei macro-indicatori applicabili alle medesime gestioni, un meccanismo reputazionale legato al precedente meccanismo di "premi-penali" e un meccanismo diretto di tutela alle utenze costituito dalla corresponsione di indennizzi automatici agli utenti finali che subiscono un disservizio legato a uno o più indicatori sulla continuità del servizio. Il modello di regolazione prevede inoltre che ciascun macro-indicatore di qualità tecnica sia affiancato da uno o più indicatori cosiddetti "semplici", che svolgono una funzione di supporto nelle valutazioni delle *performance* di qualità conseguite da ciascuna gestione e istituisce precisi obblighi di registrazione e di rendicontazione di tutte le grandezze necessarie.

Alla data di stesura della presente *Relazione Annuale*, si è da poco conclusa la specifica raccolta dati relativa alla rilevazione dei principali dati sugli aspetti infrastrutturali e sulla qualità tecnica del servizio idrico integrato. Si tratta della terza edizione condotta dall'Autorità⁴, che ha riguardato la raccolta dei dati tecnici consuntivi relativi agli anni 2022 e 2023. Sulla base di tali dati e informazioni, sono in corso le attività istruttorie da parte degli uffici dell'Autorità volte a portare a conclusione il terzo ciclo di applicazione del meccanismo incentivante, che prevede l'attribuzione dei premi e delle penalità a ciascuna gestione sulla base delle *performance* conseguite cumulativamente al termine dell'anno 2023. Gli esiti del precedente ciclo di applicazione del meccanismo incentivante (riferito al biennio 2020 e 2021) sono pubblicati nella delibera 17 ottobre 2023, 477/2023/R/idr, e sono illustrati nel successivo paragrafo "Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2020-2021"⁵.

1 Delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, recante "Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)".

2 I tre indicatori considerano: i) la durata massima della singola sospensione programmata, che non deve essere superiore alle 24 ore (standard specifico S1); ii) il tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione del servizio idropotabile, che non deve eccedere le 48 ore (standard specifico S2); iii) il tempo minimo di preavviso per interventi che comportano la sospensione della fornitura, che non deve essere inferiore alle 48 ore (standard specifico S3).

3 Nello specifico, sono stati introdotti tre macro-indicatori per valutare aspetti attinenti al servizio di acquedotto (macro-indicatori M1, M2 e M3), un macro-indicatore relativo al servizio di fognatura (macro-indicatore M4) e due indicatori associati al servizio di depurazione delle acque reflue (macro-indicatori M5 e M6).

4 Come prospettato dalla delibera 6 febbraio 2024, 39/2024/R/idr, recante "Avvio di procedimento per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2022-2023, previste dal meccanismo incentivante della qualità tecnica del servizio idrico integrato di cui al titolo 7 dell'allegato A alla delibera dell'Autorità 917/2017/R/idr (RQTI)".

5 Gli esiti del primo ciclo di applicazione del meccanismo incentivante (riferito agli anni 2018 e 2019) sono pubblicati nella delibera 26 aprile 2022, 183/2022/R/idr, e sono illustrati nel Volume 1 della *Relazione Annuale 2022*.

In continuità con quanto rappresentato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, nei paragrafi che seguono verranno descritti i principali aspetti infrastrutturali separatamente per i servizi di acquedotto, fognatura e depurazione, con specifico riferimento all'anno 2023. Tali dati sono posti a confronto con i dati raccolti nelle fasi di avvio del procedimento che ha condotto alla pubblicazione della RQTI, nello specifico con i dati relativi all'anno 2016⁶ (cosiddetto "anno base"). Come già rilevato nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, emerge un avanzamento nel processo di miglioramento complessivo per gli indicatori di qualità tecnica individuati dall'Autorità e una lieve ma stabile crescita del numero di gestori per i quali viene svolta periodicamente dagli Enti di governo dell'ambito la ricognizione dei dati infrastrutturali e di qualità, anche con riferimento alle gestioni localizzate nell'area geografica del Sud e delle Isole.

A corredo delle analisi volte a mostrare le *performance* conseguite nel periodo compreso tra l'anno base e il 2023 (pertanto a parità di condizioni regolatorie), per ciascun macro-indicatore sono mostrati i principali dati relativi all'annualità 2023, come risultanti dall'applicazione delle novità apportate alla RQTI con la delibera 28 dicembre 2023, 637/2023/R/idr⁷, che ha rinnovato e, in linea generale, reso maggiormente sfidanti gli obiettivi di qualità ai fini delle valutazioni quantitative del meccanismo incentivante, a partire dal biennio 2024-2025⁸, come meglio descritto nel Volume II della presente *Relazione Annuale*.

Nei paragrafi successivi è inoltre mostrato un approfondimento specifico sugli interventi pianificati per conseguire gli obiettivi di qualità tecnica definiti per il quadriennio 2020-2023, individuati sulla base delle criticità rilevate sul territorio, volti a consolidare il percorso di miglioramento che il settore sembra avere intrapreso, e sugli effetti delle politiche nazionali e comunitarie a sostegno della promozione degli investimenti nel servizio idrico integrato.

Servizio di acquedotto

Al fine del monitoraggio della qualità del servizio di acquedotto, nell'ambito della regolazione della qualità tecnica introdotta dall'Autorità, sono presi a riferimento i seguenti macro-indicatori:

- il macro-indicatore "M1 – Perdite idriche", introdotto con lo scopo di perseguire il principio euro-unitario di *water conservation*;
- il macro-indicatore "M2 – Interruzioni del servizio", cui è associato l'obiettivo di mantenimento della continuità nell'erogazione del servizio all'utenza;
- il macro-indicatore "M3 – Qualità dell'acqua erogata", volto a garantire la tutela delle utenze dal punto di vista delle caratteristiche qualitative della risorsa idropotabile.

I requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante della RQTI dei citati macro-indicatori attengono a profili di disponibilità e affidabilità dei dati e di conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti.

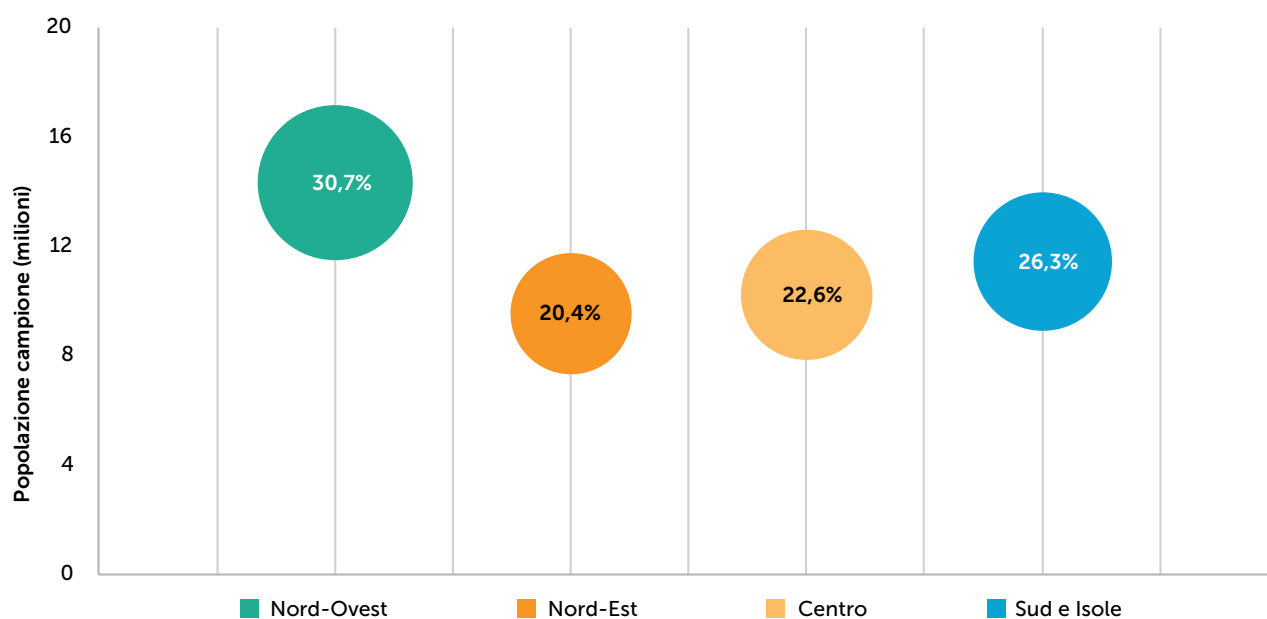
⁶ Solo per alcune residuali gestioni, l'anno base è stato posto al 2017.

⁷ Delibera 637/2023/R/idr recante "Aggiornamento della disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI), nonché modifiche all'allegato A alla delibera dell'Autorità 586/2012/R/idr e all'allegato A alla delibera dell'Autorità 655/2015/R/idr (RQSI)".

⁸ Il campione oggetto di rilevazione è il medesimo descritto, negli stessi paragrafi, con riferimento alla valutazione delle *performance* per il biennio 2022-2023, ma la copertura in termini di popolazione risulta di dimensione maggiore, dal momento che talune gestioni hanno aggiornato il dato della popolazione nelle maschere relative alla delibera 637/2023/R/idr in ragione di ampliamenti del perimetro in corso.

Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati relativi agli indicatori sopra menzionati, considerando un campione composto da 158 gestioni del servizio idrico integrato, cui si aggiungono 9 grossisti, che servono circa 49,6 milioni di abitanti, con una copertura pari all'85,7% della popolazione residente italiana⁹ e una distribuzione tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.1: il 30,7% della popolazione rappresentata è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20,4% e il 22,6% sono rappresentati da gestioni operanti rispettivamente nelle Regioni del Nord-Est e nel Centro e il 26,3% nell'area Sud e Isole.

FIG. 5.1 *Distribuzione della popolazione del campione per area geografica per i macro-indicatori sul servizio di acquedotto*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Tale distribuzione risulta molto simile a quella descritta nella precedente *Relazione Annuale*. Si precisa che, nelle analisi riferite ai singoli macro-indicatori, il campione non include i gestori che svolgono il solo servizio di captazione, trattamento e/o adduzione (c.d. gestori grossisti), in analogia con l'impostazione adottata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

Perdite idriche

La disciplina sulla regolazione della qualità tecnica prevede che le perdite idriche vengano misurate sulla base di due indicatori "semplici" che compongono il citato macro-indicatore M1, così definiti:

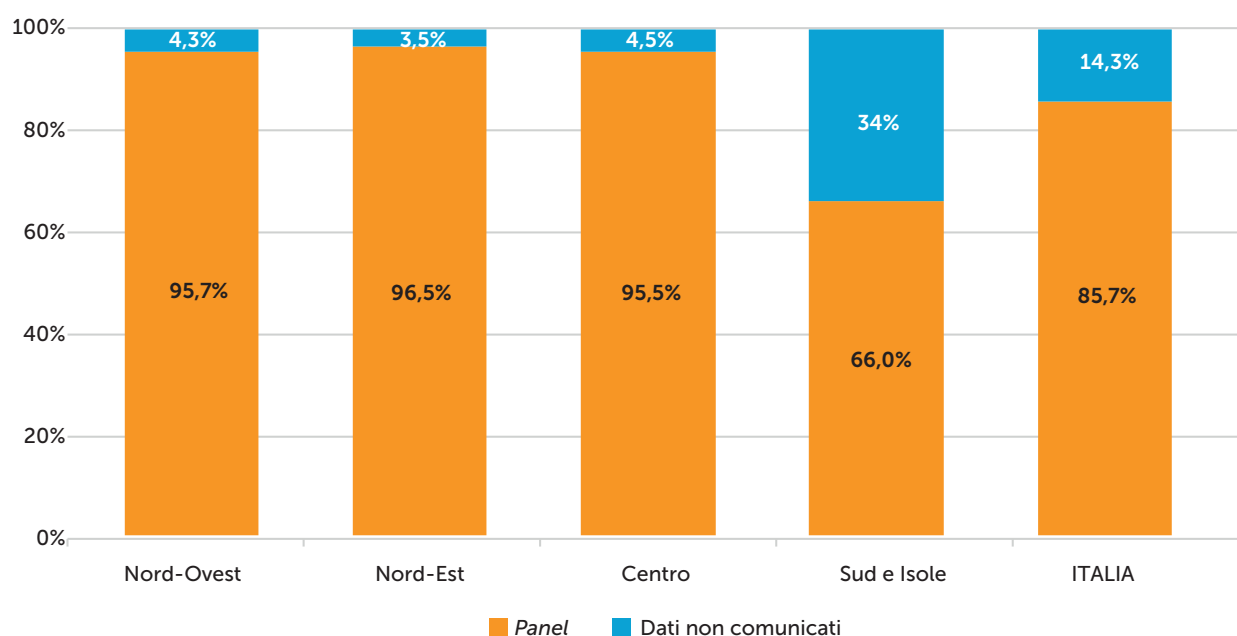
- M1a – "Perdite idriche lineari", ottenuto dal rapporto tra il volume medio giornaliero delle perdite idriche totali e la lunghezza complessiva della rete di acquedotto nell'anno considerato;
- M1b – "Perdite idriche percentuali", definito come il rapporto tra il volume delle perdite idriche totali e il volume complessivo in ingresso nel sistema di acquedotto.

⁹ Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 163 gestioni che servono circa 49 milioni di abitanti, con una copertura pari all'84,6% della popolazione residente italiana. Si nota che, a fronte di una lieve crescita della copertura del campione, il numero di gestioni risulta in diminuzione, indicando la presenza di un processo di aggregazione in corso.

I valori assunti dai citati indicatori determinano il livello di perdita idrica attribuibile al territorio gestito (anche in termini di classi di appartenenza) e, al contempo, permettono di individuare l'obiettivo di contenimento delle perdite (ovvero di mantenimento di bassi tenori di perdite, per le gestioni che garantiscono già tale condizione).

Il campione analizzato (Fig. 5.2), in analogia con quanto già osservato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori che si attesta intorno al 96% della popolazione ivi residente), mentre raggiunge il 66% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole, in costante aumento rispetto ai dati disponibili per le precedenti ricognizioni. Le Regioni con il minor grado di ottemperanza alla Raccolta dati in argomento sono rappresentate dalla Calabria e dalla Sicilia.

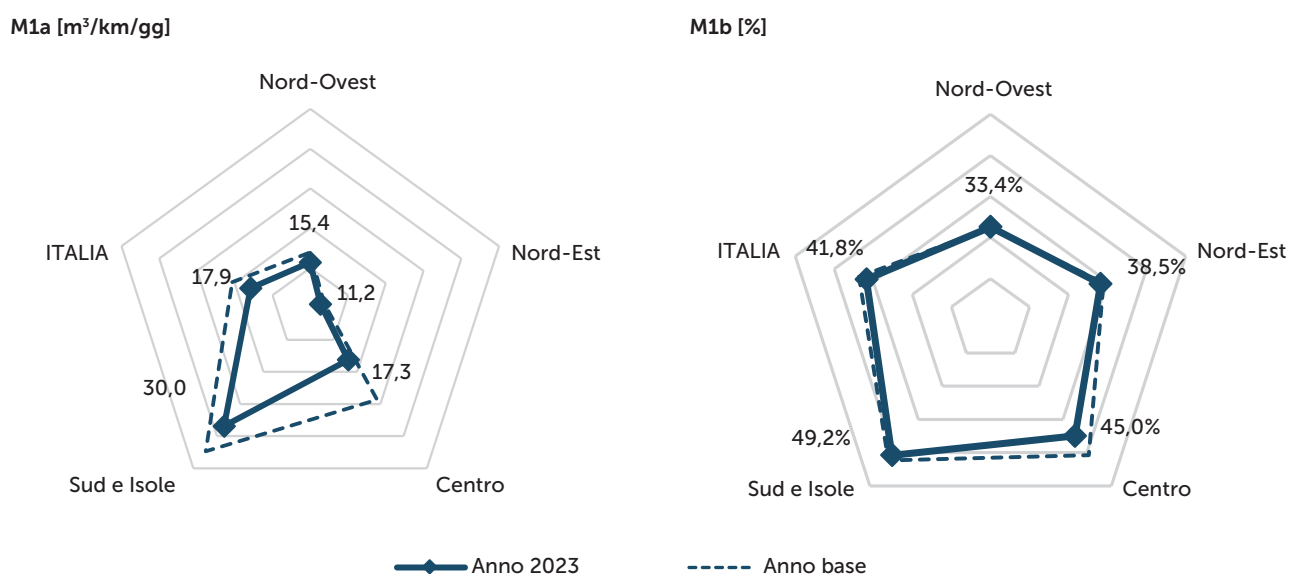
FIG. 5.2 Macro-indicatore M1: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

A livello nazionale, per il campione analizzato, le perdite idriche lineari sono risultate mediamente pari a 17,9 m³/ (km*gg) e le perdite percentuali mediamente pari al 41,8%, mostrando valori allineati a quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale* (Fig. 5.3) e comunque in miglioramento rispetto ai dati dell'anno base (linea tratteggiata in figura 5.3).

FIG. 5.3 Valori medi degli indicatori M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali, per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

In merito ai valori medi registrati dai due indicatori semplici nelle differenti aree geografiche del Paese, si osserva tuttora il fenomeno del *Water Service Divide*, già segnalato nelle precedenti rilevazioni, con dati che mostrano un peggioramento via via crescente passando dalle aree localizzate al Centro-Nord del Paese a quelle situate nel Centro-Sud e nelle Isole.

Il miglioramento degli assetti istituzionali e gestionali registrati nelle Regioni che presentavano le problematiche più rilevanti negli anni di prima applicazione della regolazione della qualità tecnica ha comportato una sempre maggiore adesione di gestori ed Enti di governo dell'ambito alle specifiche rilevazioni svolte dall'Autorità in materia. Ne consegue che i pur non trascurabili miglioramenti evidenziati fino a oggi nelle *Relazioni Annuali*, nello specifico per il macro-indicatore M1 ma anche per gli altri macro-indicatori di qualità, sottostimano i risultati reali per effetto dell'ingresso nel campione di gestioni meno avanzate. Si è pertanto proceduto a effettuare un'analisi "isoperimetro" delle *performance* conseguite per il macro-indicatore M1 nel periodo compreso tra il 2016 e il 2021, costruendo un campione *ad hoc* che includesse solo le gestioni per le quali i dati sono presenti nei *dataset* dell'Autorità per tutte le citate annualità, con l'accortezza di escludere le gestioni che hanno modificato in maniera significativa il proprio perimetro, mentre sono state lasciate le gestioni che, nel tempo, hanno incluso porzioni di territorio meno rilevanti rispetto al territorio originariamente servito. Si evidenzia, dunque, che anche l'isoperimetro considerato è, in realtà, un'approssimazione, che tuttavia restituisce il dato migliorativo per difetto, dal momento che i territori precedentemente serviti dal gestore d'ambito hanno generalmente situazioni impiantistiche più avanzate di quelli annessi successivamente.

Alla luce di quanto sopra illustrato, il campione identificato per l'analisi isoperimetro risulta composto come indicato nella tavola 5.1, mostrando una certa sottorappresentazione delle gestioni dell'area territoriale Sud e Isole.

Nell'ambito del campione individuato, i risultati dell'anno base (2016) e quelli dell'ultimo anno di riferimento attualmente disponibile (2021) sono riportati nella tavola 5.2, evidenziando le migliori condizioni delle aree Nord-Ovest e Nord-Est, rispetto a Centro e Sud e Isole.

TAV. 5.1 *Composizione del campione isoperimetro*

MACRO-REGIONE	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA
Nord-Ovest	35	78,9%
Nord-Est	31	93,9%
Centro	23	84,9%
Sud e Isole	14	53,2%
TOTALE	103	74,0%

Fonte: ARERA, elaborazioni interne.

TAV. 5.2 *Dati iniziali e finali del macro-indicatore M1, suddivisi per area geografica*

MACRO-REGIONE	ANNO 2016		ANNO 2021	
	M1a [m ³ /km/gg]	M1b [%]	M1a [m ³ /km/gg]	M1b [%]
Nord-Ovest	18,41	32,3%	16,73	31,7%
Nord-Est	11,16	36,5%	10,80	36,3%
Centro	23,02	49,4%	16,36	42,0%
Sud e Isole	33,72	52,7%	30,98	51,9%
TOTALE	20,45	43,1%	17,62	40,5%

Fonte: ARERA, elaborazioni interne.

TAV. 5.3 *Miglioramenti del macro-indicatore M1 dal 2016 al 2021, suddivisi per area geografica*

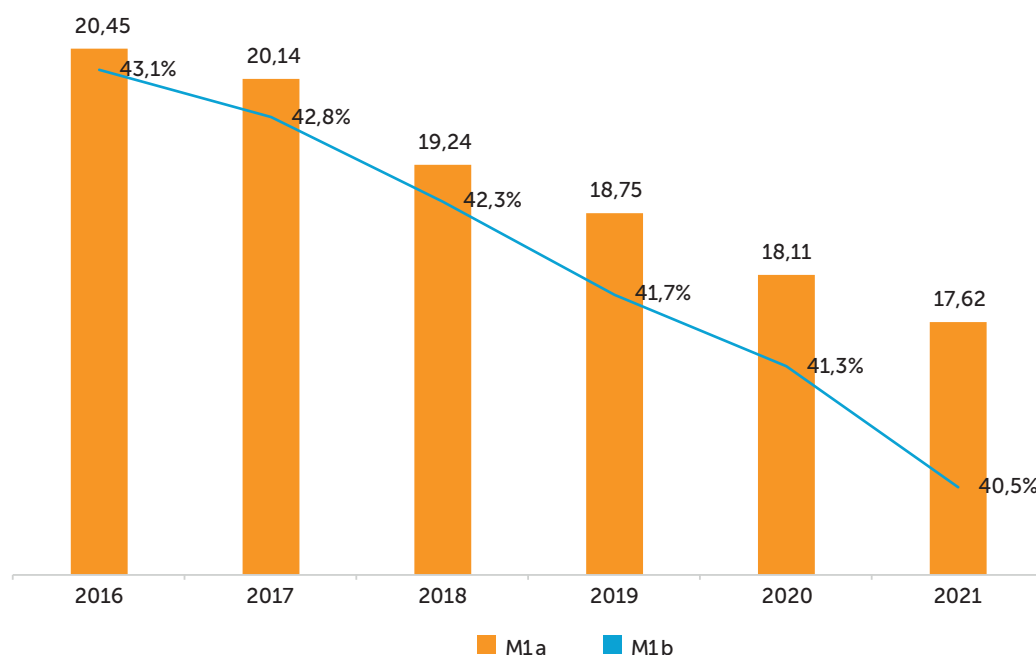
MACRO-REGIONE	DELTA 2016 VS 2021	
	M1a [m ³ /km/gg]	M1b [%]
Nord-Ovest	-9,1%	-2,0%
Nord-Est	-3,3%	-0,7%
Centro	-28,9%	-15,0%
Sud e Isole	-8,1%	-1,7%
TOTALE	-13,9%	-5,9%

Fonte: ARERA, elaborazioni interne.

Ne deriva che nel periodo 2016-2021, come indicato nella tavola 5.3, la riduzione delle perdite di rete è stata globalmente pari a circa il 14% per l'indicatore M1a e a circa il 6% per l'indicatore M1b, con miglioramenti meno accentuati nel Nord-Est, dove però si partiva dalle condizioni migliori, e molto più accentuati al Centro, i cui dati di partenza erano sub-ottimali. Si evidenzia anche il miglioramento meno accentuato dell'area Sud e Isole, nonostante la situazione di partenza peggiore, condizionato probabilmente anche dalla lentezza dei processi di consolidamento degli assetti istituzionali e gestionali.

Il dato complessivo isoperimetro sopra rappresentato è migliorativo rispetto a quello rilevato nella precedente *Relazione Annuale* per il medesimo periodo di riferimento e in considerazione di tutte le gestioni rispondenti: -12% per l'indicatore M1a – Perdite idriche lineari e -4,4% dell'indicatore M1b – Perdite idriche percentuali. Nella figura 5.4 si nota l'effetto di accelerazione dei miglioramenti negli ultimi anni considerati.

FIG. 5.4 Linea di tendenza dei valori assunti dal macro-indicatore M1 nel tempo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati interni.

Più in generale, si rileva la minore significatività dei miglioramenti dell'indicatore M1b –Perdite idriche percentuali, rispetto al corrispondente indicatore lineare M1a, dal momento che, essendo espresso in percentuale rispetto ai volumi immessi in acquedotto, a loro volta funzione della richiesta espressa dai consumi idrici, il medesimo risparmio in termini di metri cubi idrici dispersi nell'ambiente risulta influire in maniera più ridotta in presenza di un'auspicata, parallela riduzione di consumi (anche in considerazione del fatto che il nostro Paese evidenzia uno dei consumi idrici *pro capite* più alti d'Europa). L'indicatore M1a, viceversa, essendo proporzionato alle lunghezze di rete che, in un Paese come il nostro, risultano ormai abbastanza stabili, esprime una variazione più direttamente legata ai risparmi della risorsa derivanti dalla riduzione delle perdite. Si ritiene, pertanto, di maggior rilievo la rappresentazione del miglioramento di quasi il 14% espressa dall'indicatore M1a, nel periodo in considerazione, per quantificare gli sforzi profusi nella riduzione delle perdite idriche.

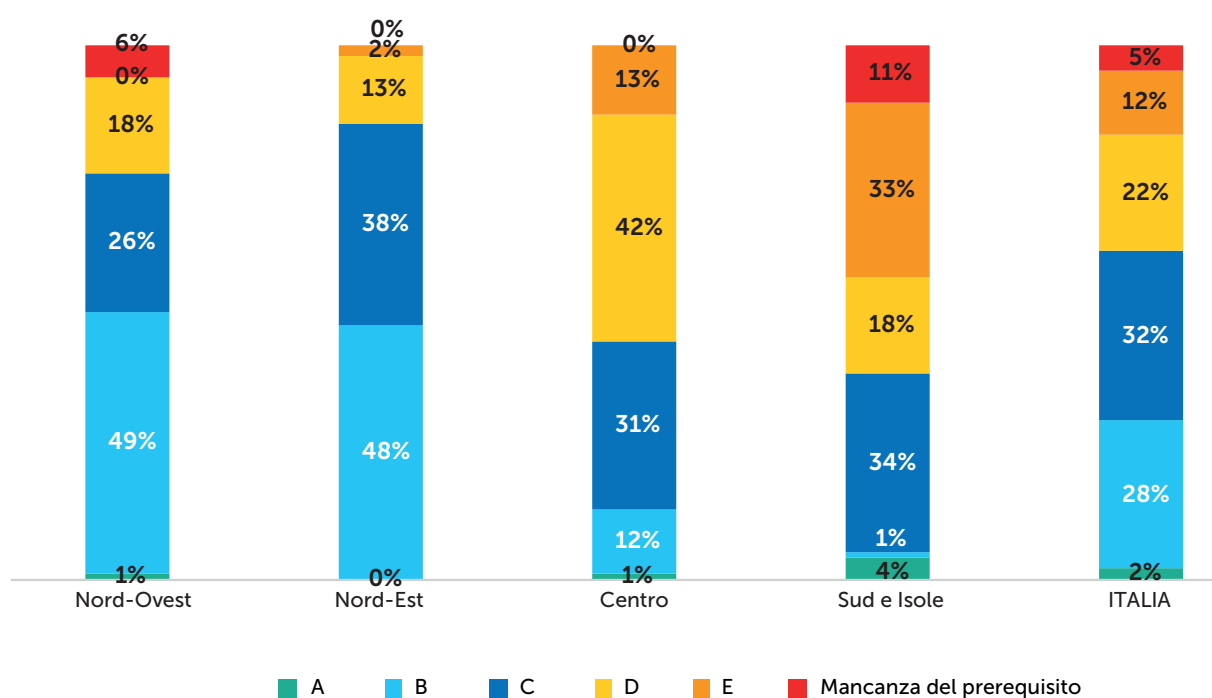
Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M1¹⁰

¹⁰ Come previsto dal comma 6.3 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M1a inferiore a 12 m³/km/gg e M1b inferiore al 20%, mentre nelle restanti classi vale la *performance* dell'indicatore peggiore, tenendo conto che:

- per l'indicatore M1a: la classe B è identificata da valori compresi tra 12 e 20 m³/km/gg, la classe C è compresa tra 20 e 35 m³/km/gg, la classe D si colloca tra 35 e 55 m³/km/gg, e la classe E identifica le gestioni con indicatore maggiore o uguale a 55 m³/km/gg;
- per l'indicatore M1b: la classe B è identificata da valori compresi tra 20% e 35%, la classe C tra 35% e 45%, la classe D si colloca tra 45% e 55%, e la classe E identifica le gestioni con indicatore maggiore o uguale a 55%.

(Fig. 5.5). Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una modifica alla sola soglia di accesso alla classe A per quanto riguarda l'indicatore M1b – Perdite idriche percentuali, abbassando tale valore dal precedente 25% all'attuale 20%. A fronte di tali nuove previsioni, si evidenzia una grande eterogeneità nelle condizioni di partenza degli operatori, dal momento che la popolazione si distribuisce prevalentemente sulle classi B, C e D, e, in misura minore, nella classe più virtuosa (A), che è rappresentata solo dal 2% di popolazione e nella classe peggiore (E), che evidenzia una frequenza estremamente diversa nelle diverse aree geografiche. Si segnala poi la presenza di talune gestioni prive del prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati di misura, che servono il 5% della popolazione, prevalentemente (ma non esclusivamente) collocate nell'area Sud e Isole.

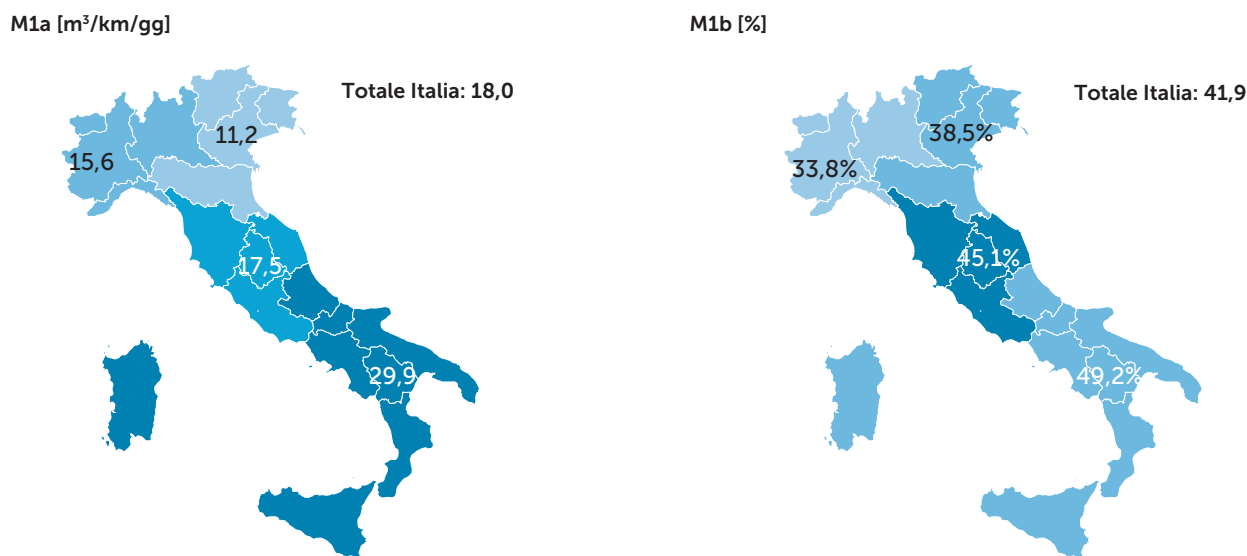
FIG. 5.5 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M1 – Perdite idriche ai sensi della delibera 637/2023/R/idr*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

La figura 5.6 mostra i valori medi nazionali di M1a e M1b determinati per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risultano rispettivamente pari a 18,0 m³/km/gg e al 41,9%, mostrando una lieve differenza rispetto ai dati medi rappresentati nella figura 5.3, dovuta alla circostanza che il dato evidenziato nella figura precedente risente del perimetro territoriale delle gestioni confrontabile con i dati 2021, mentre nei successivi 2 anni alcune gestioni hanno ampliato il proprio territorio, prendendo in carico aree geografiche spesso più arretrate dal punto di vista della gestione del servizio idrico. Si rinvengono forti differenze a livello territoriale: i gestori in buone condizioni di partenza (appartenenza alle classi A o B) sono maggiormente concentrati nel Nord del Paese, mentre le situazioni critiche (classi D o E) sono prevalenti nel Centro e nel Sud e Isole.

FIG. 5.6 Valori medi di M1a – Perdite idriche lineari e M1b – Perdite idriche percentuali per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



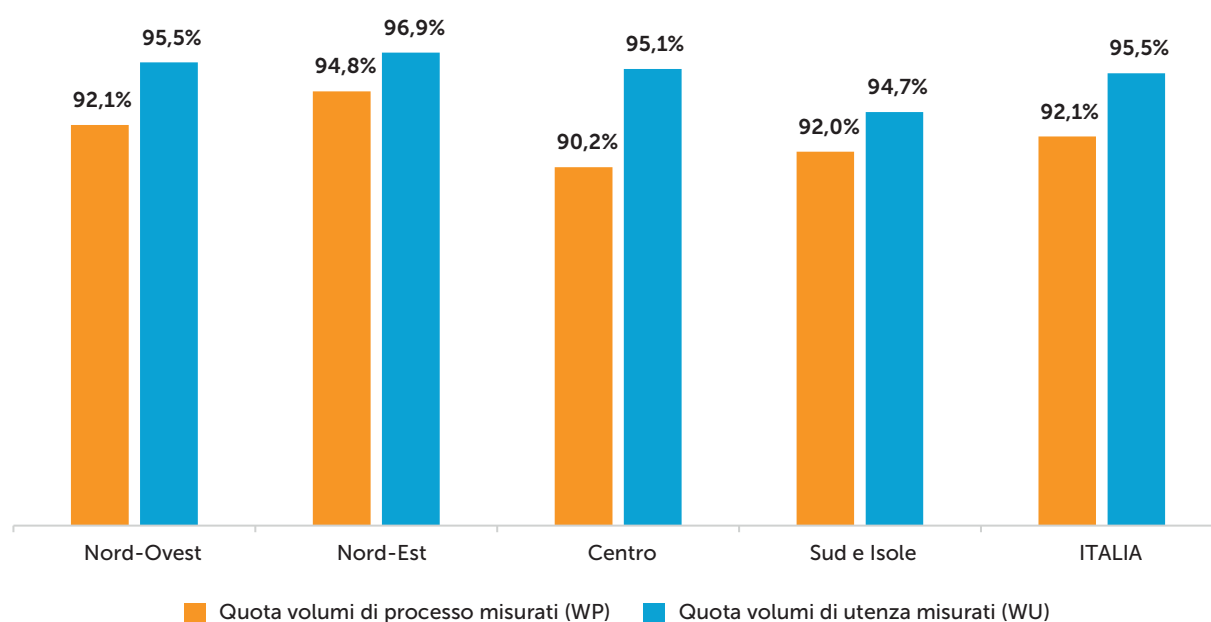
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Misura di processo e di utenza

La regolazione della qualità tecnica prevede che l'attendibilità e l'affidabilità dei dati impiegati per la determinazione del macro-indicatore M1 – Perdite idriche siano verificate, per ciascuna gestione, mediante l'adozione di uno specifico prerequisito. In particolare, determinati i principali volumi circolanti nelle reti, negli impianti e consegnati alle utenze – da utilizzarsi per la definizione del bilancio idrico della gestione – occorre individuare il livello di misurazione dei medesimi e porre a confronto le *performance* di misura ottenute con le soglie stabilite dalla regolazione¹¹. Nel caso di mancato raggiungimento di tali soglie, il prerequisito sui dati di misura non risulta soddisfatto e il macro-indicatore M1 è considerato temporaneamente escluso dal meccanismo di premi e penalità introdotto dalla RQTI, previa motivata istanza avanzata dall'Ente di governo d'ambito.

Con riferimento all'anno 2023, si sono registrati elevati tassi di misurazione dei volumi, con riferimento sia alla misura di processo che alla misura di utenza, essendo stati conseguiti livelli medi nazionali pari rispettivamente al 92,1% e al 95,5% (Fig. 5.7), in costante lieve incremento rispetto alla precedente rilevazione. Le gestioni che non hanno raggiunto una o entrambe le soglie minime previste per il citato prerequisito sui dati di misura sono state complessivamente 19.

11 Tale prerequisito prevede che almeno il 70% dei volumi di processo totali sia oggetto di misurazione e che almeno il 90% dei volumi di utenza totali derivi dalla lettura di un misuratore installato presso l'utenza. Si rammenta che, come definito nell'allegato A alla delibera 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale" (TIMSII), i volumi di processo sono costituiti dai principali volumi circolanti nelle reti e negli impianti, includendo i volumi scambiati con altri gestori, mentre i volumi di utenza si riferiscono ai volumi consegnati alle utenze finali.

FIG. 5.7 Quota di volumi di processo e di utenza misurati sui volumi totali per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

In relazione alla diffusione dei misuratori presso le utenze finali, pur avendo già indicato nelle precedenti *Relazioni Annuali* livelli molto buoni di installazione, per l'anno 2021 si registra un ulteriore lieve incremento, tale da portare il tasso di utenze dotate di misuratore al 99% delle utenze servite.

Coerentemente con le ultime rilevazioni svolte, l'età media del parco misuratori d'utenza risulta in diminuzione, tenuto conto dei numerosi investimenti posti in essere in tale ambito. Nella figura 5.8, è mostrata la ripartizione dei misuratori d'utenza per classi di età, con riferimento all'anno base e all'anno di più recente rilevazione: dall'analisi dei dati si nota un incremento del numero di misuratori con età fino a 5 anni (che da circa il 23% è aumentata a circa al 38%) e una contestuale contrazione della classe costituita da misuratori più vecchi di 15 anni.

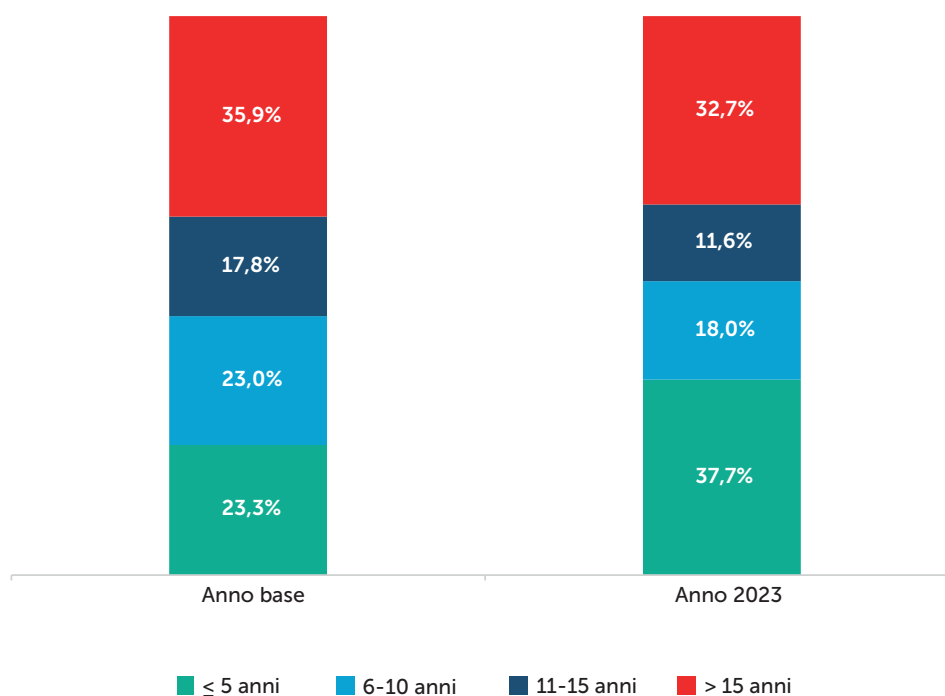
In tema di misura, è vigente dall'anno 2016 una regolazione specifica introdotta con la delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, recante "Regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale" (TIMSII). Al termine del 2021 l'Autorità ha concluso l'attività di aggiornamento e revisione del quadro regolatorio in materia, con la pubblicazione della delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr. Tra le novità introdotte, si richiama l'introduzione di alcuni nuovi indicatori da affiancare al macro-indicatore M1 nell'ambito delle valutazioni di *performance* oppure per scopi di monitoraggio. Più nello specifico, sono stati introdotti i seguenti indicatori prestazionali, da utilizzarsi per la valutazione di affidabilità dei valori di M1:

- G1.1_{ut} definito come il rapporto tra i volumi consumati dagli utenti finali per i quali esiste un numero di letture validate pari a 2 per gli utenti finali con consumi medi annui fino a 3.000 m³, ovvero pari a 3 per gli utenti finali con consumi medi annui superiori a 3.000 m³, e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- G1.1_{proc} rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali sono disponibili almeno 12 misure validate e i volumi di processo totali.

In aggiunta, sono stati inseriti i seguenti indicatori di diffusione delle tecnologie più innovative, da utilizzarsi a fini di monitoraggio:

- $G1.2_{ut}$ definito come il rapporto tra i volumi consumati dagli utenti finali per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e il volume complessivamente consumato dalle utenze;
- $G1.2_{proc}$ rappresentato dal rapporto tra i volumi di processo rilevanti per il calcolo di M1 per i quali la misura è stata rilevata con modalità di telelettura da remoto (cosiddetta *smart*) e i volumi di processo totali.

FIG. 5.8 *Suddivisione del numero di misuratori d'utenza per classi d'età*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

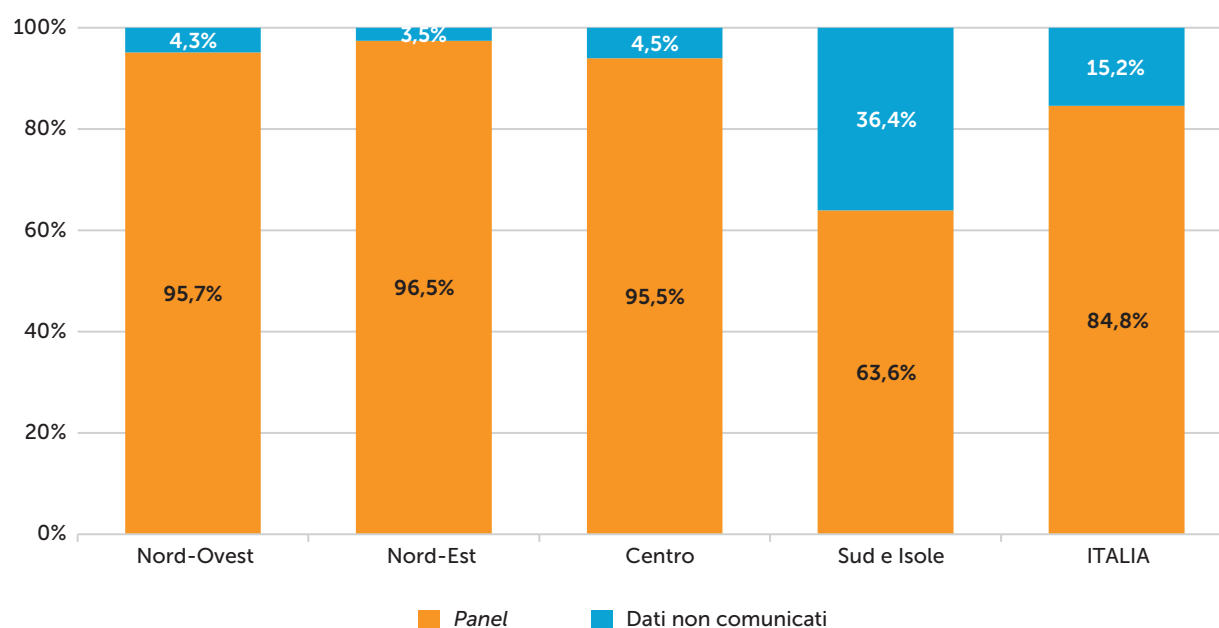
I dati raccolti in relazione ai citati indicatori confermano quanto rappresentato nella precedente *Relazione Annuale*, mostrando un valore medio pari al 76,8% per l'indicatore $G1.1_{ut}$ e un livello medio pari al 77,8% per l'indicatore $G1.1_{proc}$. Per quanto riguarda il tasso di diffusione delle tecnologie più innovative, si rileva un *gap* evidente tra l'applicazione di tali tecnologie ai fini della quantificazione dei volumi di utenza ($G1.2_{ut} = 6,7\%$) – sebbene in lieve incremento rispetto alla precedente rilevazione – e l'utilizzo delle medesime per la determinazione dei volumi di processo ($G1.2_{proc} = 47,6\%$), dal momento che, storicamente, i dispositivi di telelettura sono stati più ampiamente utilizzati nei punti nodali delle infrastrutture idriche per i benefici che tali tecnologie apportano alla gestione delle medesime infrastrutture, nonché per la numerosità di punti da monitorare, che generalmente risulta inferiore a quella dei punti di misura associati agli utenti finali; questi ultimi, peraltro, sono spesso collocati in posizioni in cui il segnale trasmissivo tende a essere carente.

Continuità del servizio

Il modello di regolazione della qualità tecnica ha previsto l'adozione del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio, con lo scopo di promuovere un adeguato servizio all'utenza dal punto di vista della continuità nell'erogazione della risorsa idrica. Esso è definito come sommatoria dei prodotti della durata di ciascuna interruzione¹² programmata e non programmata (di durata superiore all'ora) occorsa nell'anno e il numero di utenti finali interessati dalla medesima interruzione, rapportata al numero totale di utenti finali¹³ serviti dal gestore.

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per le analisi mostrate nel seguito (relative all'anno 2023)¹⁴, è composto da 156 gestioni, che servono nel complesso circa l'85% della popolazione residente italiana (49,1 milioni di abitanti). Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.9), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per il macro-indicatore M1, quella meridionale e insulare (63,6%), sebbene in graduale avvicinamento alla copertura media registrata per le altre aree del Paese (superiore al 95%).

FIG. 5.9 Macro-indicatore M2: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2024" (delibera 39/2024/R/idr).

Le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio sono localizzabili, come già evidenziato nelle precedenti rilevazioni, nell'area meridionale e insulare (Fig. 5.10), per la quale è stato registrato un valore medio di interruzioni per utente all'anno pari a 227 ore, in lieve miglioramento rispetto ai dati comunicati per l'anno base. In tali realtà, i soggetti competenti hanno dichiarato che i miglioramenti sono rallentati

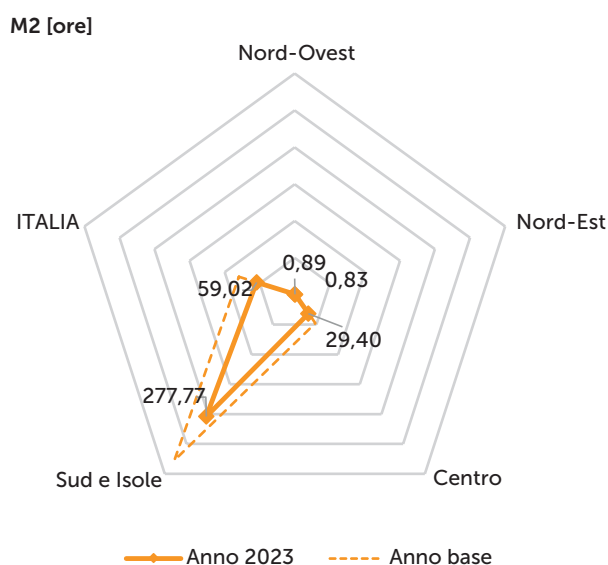
12 La RQTI definisce interruzione del servizio di acquedotto "la mancata fornitura del servizio, per un utente finale, alle condizioni minime di portata e carico idraulico definite dalla normativa vigente o, nei casi previsti, specificate nel contratto di utenza; sono ricomprese tutte le tipologie di interruzione, incluse quelle per razionamento idrico in condizioni di scarsità".

13 Nel conteggio deve essere considerato, per le utenze condominiali, il numero di utenti indiretti sottesi, ai sensi dell'art. 9 della RQTI.

14 Si precisa che, nel campione relativo all'area geografica Sud e Isole, non è stata considerata una gestione specifica che presenta, per l'anno 2023, un valore di M2 assolutamente anomalo e non ancora sottoposto a istruttoria.

dall'elevata incidenza delle interruzioni programmate dovute alle "turnazioni", anche a seguito delle stagioni particolarmente siccitose che hanno caratterizzato gli anni più recenti. A ciò si aggiungono comunque le carenze infrastrutturali a servizio di taluni territori, per i quali non risulta possibile l'alimentazione "h24", specie nei periodi di elevata densità turistica. In relazione alle situazioni particolarmente critiche, emerge la necessità di rafforzare ulteriormente il presidio sull'efficacia degli investimenti individuati nel programma degli interventi per contenere e superare le citate criticità. Complessivamente, si notano valori medi per area geografica in lieve miglioramento rispetto ai dati rilevati per l'anno base (linea tratteggiata in figura. 5.10).

FIG. 5.10 Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio di acquedotto per area geografica



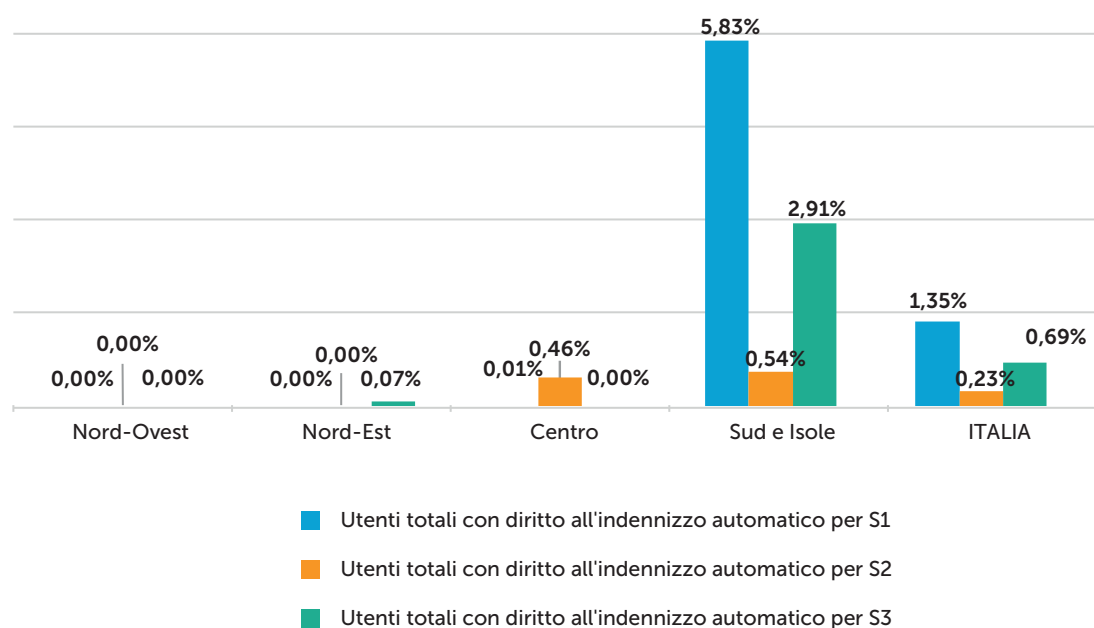
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

In relazione alla continuità del servizio di erogazione, la RQTI ha previsto l'introduzione anche di tre indicatori semplici cui sono associati opportuni standard specifici, ossia livelli minimi di qualità per le prestazioni recate a ciascun singolo utente del servizio di acquedotto e ai quali è associato un obbligo di corresponsione di un indennizzo automatico alle utenze che abbiano subito un disservizio legato al mancato raggiungimento dei medesimi standard. Gli indicatori sono relativi a:

- la "durata massima della singola sospensione programmata", che non deve superare le 24 ore (standard S1);
- il "tempo massimo per l'attivazione del servizio sostitutivo di emergenza in caso di sospensione idropotabile", che non deve essere superiore alle 48 ore (standard S2);
- il "tempo massimo di preavviso per interventi programmati che comportano una sospensione della fornitura", che non può essere inferiore alle 48 ore (standard S3).

Nel corso dell'anno 2023 (Fig. 5.11), a livello medio nazionale, l'indicatore che ha registrato il maggior numero di utenze totali (inclusi utenti indiretti) aventi diritto all'indennizzo automatico a causa del mancato rispetto del relativo standard specifico è la "durata massima della singola sospensione programmata (S1)" (1,35% delle utenze totali servite). Per tale indicatore, come anche per i restanti due indicatori S2 e S3, le maggiori criticità sono emerse per alcuni gestori collocati nell'area geografica meridionale e insulare, come già rilevato nelle analisi relative al macro-indicatore M2 mostrate in precedenza.

FIG. 5.11 Utenti finali con diritto all'indennizzo automatico per gli standard specifici di qualità tecnica per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

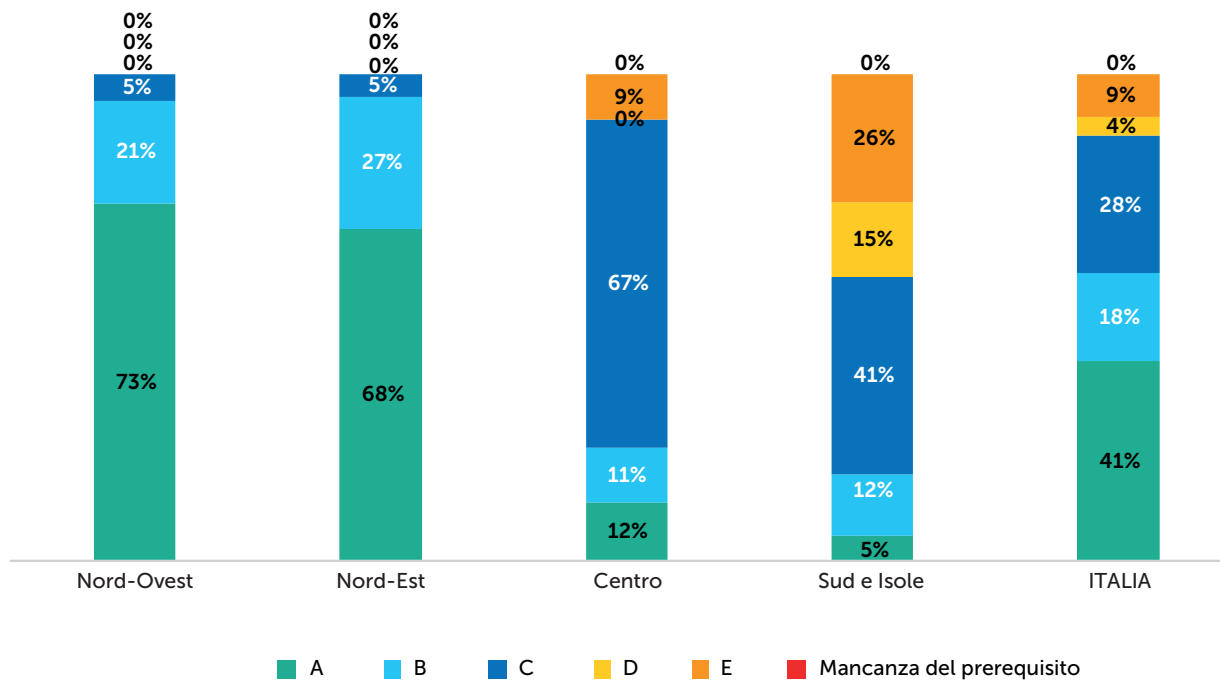
La RQTI prevede che l'EGA possa stabilire, per il territorio di propria competenza, livelli migliorativi per uno o più degli standard specifici definiti dalla regolazione, informando opportunamente le utenze mediante la Carta dei servizi. Dall'analisi compiuta è emerso che per il 34% della popolazione servita è garantito uno standard migliorativo per almeno uno dei tre standard specifici.

Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M2¹⁵ (Fig. 5.12). Si rammenta che per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una rilevante modifica rispetto alla precedente regolazione, incrementando le classi da tre a cinque e introducendo nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento. Nonostante tali nuove previsioni, una porzione rilevante di popolazione (41%) si colloca comunque nella classe più virtuosa (A), mentre la classe meno virtuosa (E) si ritrova solo per alcune gestioni del Centro e, con maggiore frequenza (26% della popolazione) nell'area geografica meridionale e insulare¹⁶. Si segnala l'assenza di gestioni con problematiche legate al prerequisito relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati.

¹⁵ Come previsto dal comma 9.4 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M2 inferiore a 0,75 ore, nella classe B sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 0,75 e 3 ore, nella classe C sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 3 e 10 ore, nella classe D sono incluse le gestioni con M2 compreso tra 10 e 30 ore, e infine nella classe E sono incluse le gestioni con M2 superiore alle 30 ore.

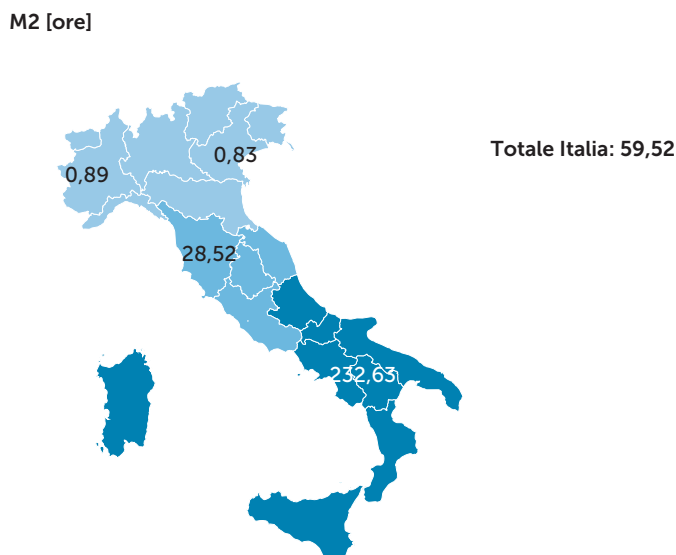
¹⁶ Si precisa che, nel campione relativo all'area geografica Sud e Isole, non è stata considerata una gestione specifica che presenta, per l'anno 2023, un valore di M2 assolutamente anomalo e non ancora sottoposto a istruttoria.

FIG. 5.12 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

FIG. 5.13 Valori medi del macro-indicatore M2 – Interruzioni del servizio acquedotto per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

In termini quantitativi, la figura 5.13 mostra come le maggiori difficoltà nel mantenimento di adeguati livelli di continuità del servizio siano localizzabili, come già evidenziato, nell'area meridionale e insulare, per la quale è stato registrato un valore medio di interruzioni per utente all'anno pari a 232,63, valore in lieve peggioramento

rispetto alla situazione mostrata nella figura 5.10, probabilmente sempre in ragione dell'ampliamento territoriale delle gestioni nelle aree Centro¹⁷ e Sud e Isole. Il valore medio nazionale si attesta a 59,52 ore.

Qualità dell'acqua erogata

Il modello della regolazione della qualità tecnica prevede che, nell'ambito del servizio di acquedotto, l'attività svolta dalle gestioni sia valutata anche dal punto di vista dell'adeguatezza organolettica della risorsa consegnata alle utenze allacciate, mediante il macro-indicatore M3 – "Qualità dell'acqua erogata". Tale macro-indicatore è definito prendendo a riferimento i seguenti aspetti:

- la presenza e la magnitudo delle ordinanze di non potabilità emesse nel corso dell'anno dalle Autorità preposte (indicatore M3a), espresse in termini di utenze coinvolte¹⁸ e durata di ciascuna ordinanza rispetto alle utenze complessive;
- il tasso di non conformità alla normativa in materia, determinato osservando sia il numero di campioni non conformi sul totale dei campioni interni effettuati (indicatore M3b), sia il numero di parametri non conformi rispetto al totale dei parametri analizzati (indicatore M3c).

Con riferimento al citato macro-indicatore, il *panel* di riferimento per l'anno 2023 è composto da 156 gestioni, che servono nel complesso l'85% della popolazione residente italiana (circa 49,2 milioni di abitanti)¹⁹. Considerando la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.14), l'area meno rappresentata risulta, come già evidenziato per i due macro-indicatori M1 e M2, quella meridionale e insulare (64,8%), con buoni livelli di risposta per le aree del Nord e del Centro Italia (superiori al 90%).

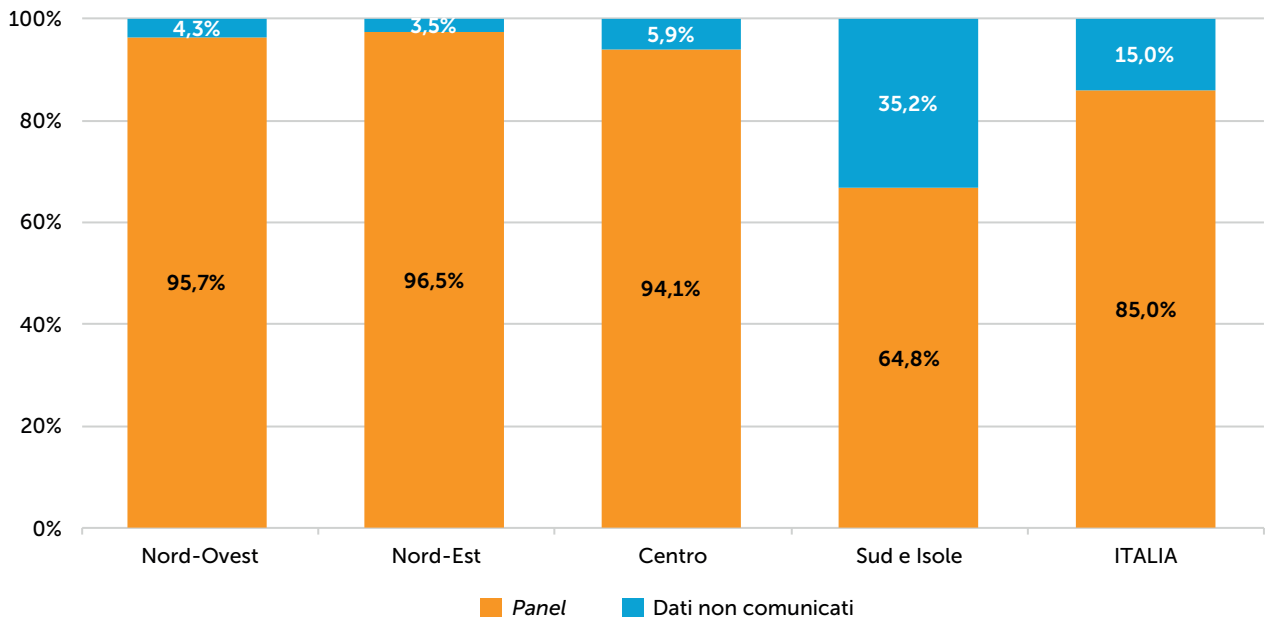
Con riferimento al campione considerato, per l'indicatore M3a (incidenza delle ordinanze di non potabilità) si osserva un valore medio nazionale dello 0,071%, in miglioramento rispetto al valore medio registrato per l'anno base (0,323%); si notano inoltre valori medi del 3,39% per M3b (percentuale dei campioni non conformi) e dello 0,22% per M3c (percentuale dei parametri non conformi), in diminuzione rispetto ai dati medi rilevati per l'anno base (Fig. 5.15). Su base territoriale, in relazione all'anno 2023, si evidenziano valori di M3a più contenuti nel Nord e più critici nell'area meridionale. Per quanto concerne l'indicatore sul tasso di non conformità dei campioni (M3b), si notano segnali di miglioramento generalizzato.

¹⁷ Si segnala, peraltro, che il dato medio delle interruzioni dell'area Centro risente particolarmente del valore negativo della provincia di Frosinone.

¹⁸ Inclusive le utenze indirette sottese alle utenze condominiali.

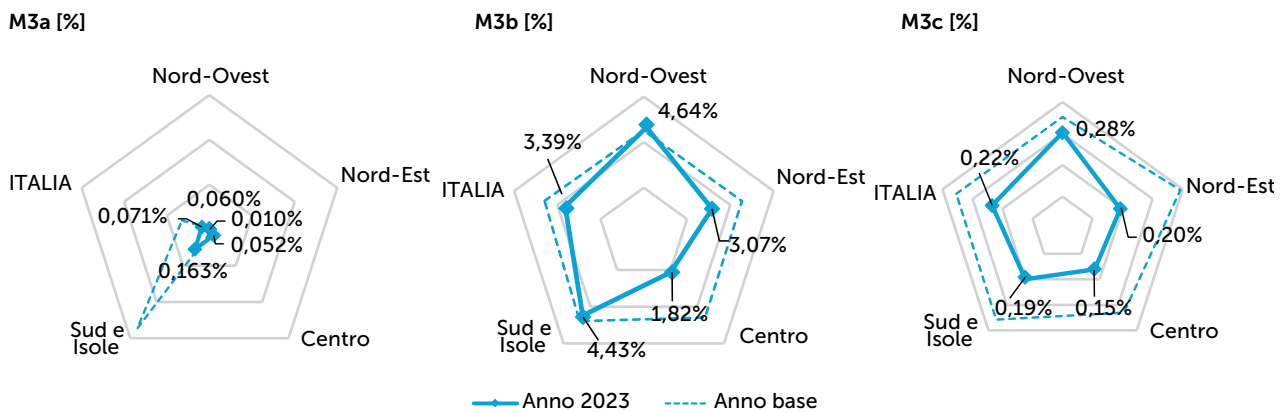
¹⁹ Dal campione è stato escluso un gestore collocato nell'area territoriale Centro dal momento che i dati comunicati presentano valori anomali, per i quali occorre svolgere una specifica istruttoria.

FIG. 5.14 Macro-indicatore M3: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

FIG. 5.15 Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

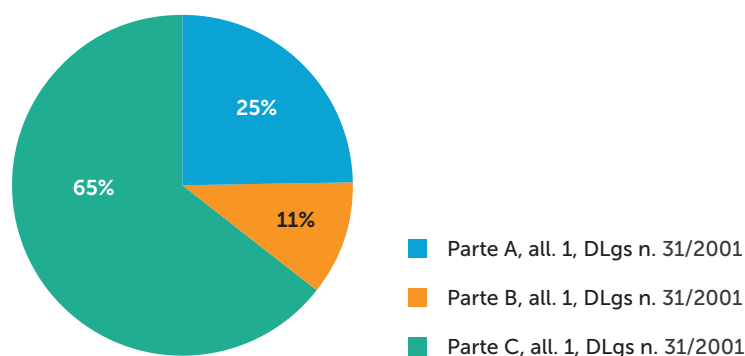
In relazione ai campioni che presentano non conformità ai limiti normativi di cui agli indicatori M3b e M3c, le valutazioni sono svolte prendendo come riferimento il decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31 per i primi mesi dell'anno 2023 e, successivamente il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18²⁰. I citati decreti prevedono una classificazione dei parametri inquinanti che devono essere sottoposti a verifica in: i) microbiologici, ii) chimici e iii) indicatori, suddividendoli rispettivamente nelle parti A, B e C²¹ dell'allegato 1 ai medesimi decreti. In relazione ai dati 2023, si conferma

²⁰ In data 21 marzo 2023 è entrato in vigore il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18 di attuazione della direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonde la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. Direttiva Acque Potabili); tale decreto ha abrogato il precedente decreto legislativo n. 31/2001 e s.m.i.

²¹ In sintesi, nella parte A sono inclusi i parametri microbiologici *Escherichia Coli* e *Enterococchi*. Nella parte B sono elencati diversi parametri chimici, tra cui metalli, sottoprodotti

(Fig. 5.16) una maggiore incidenza di non conformità legate ai parametri indicatori (65%), mentre tassi inferiori di mancata conformità si sono registrati per i parametri microbiologici di cui alla parte A dell'allegato 1 (25%) e chimici (11%), sostanzialmente confermando la suddivisione rappresentata nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

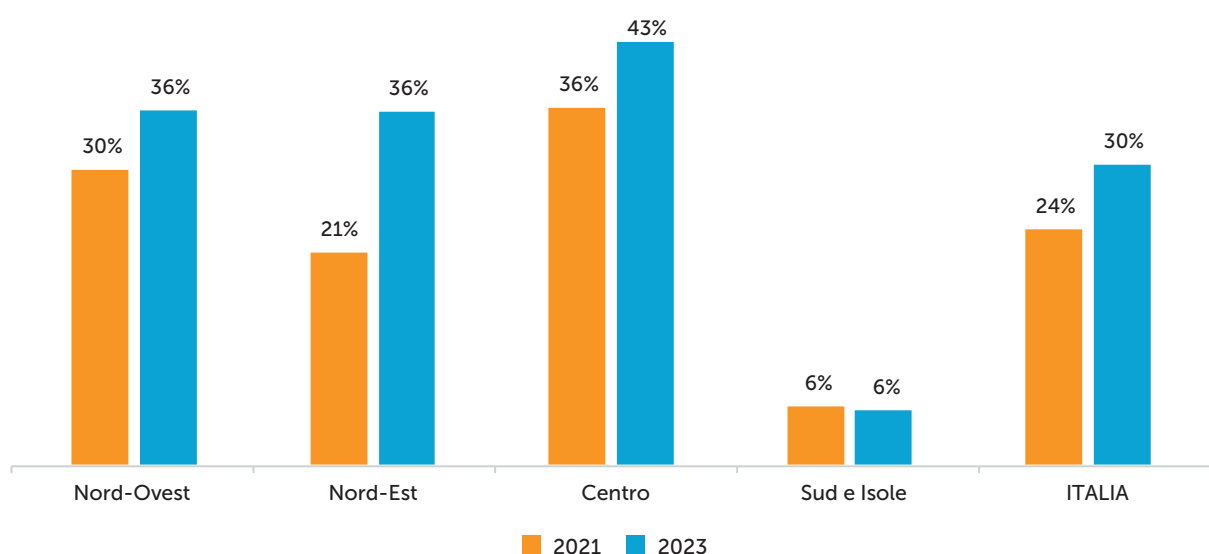
FIG. 5.16 Parametri non conformi ai limiti di cui alle parti A, B e C della normativa di riferimento



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Nell'ambito delle valutazioni svolte in materia di qualità dell'acqua erogata, nella RQT 2024 vengono presi in considerazione anche taluni indicatori semplici, tra cui il tasso di applicazione dei Piani di sicurezza dell'acqua (ovvero *Water Safety Plans (WSP)*), introdotti in Italia dal decreto del Ministero della salute 14 giugno 2017 e ora rafforzati nel decreto legislativo n. 18/2023, in applicazione dei dettati eurounitari. La novità legata a tali piani consiste nell'introduzione, nella gestione dei sistemi acquedottistici, di un approccio di tipo preventivo – fondato sull'analisi del rischio – in sostituzione dell'attuale metodologia di gestione di tipo reattivo. In merito a tale aspetto, dalla ricognizione svolta è emerso che è in aumento il livello di adozione del modello WSP: in termini di utenze servite, l'applicazione del citato modello WSP è mediamente pari al 30%, con differenze a carattere locale (Fig. 5.17).

FIG. 5.17 Quota di utenti per i quali è stato applicato il Water Safety Plan, per area geografica



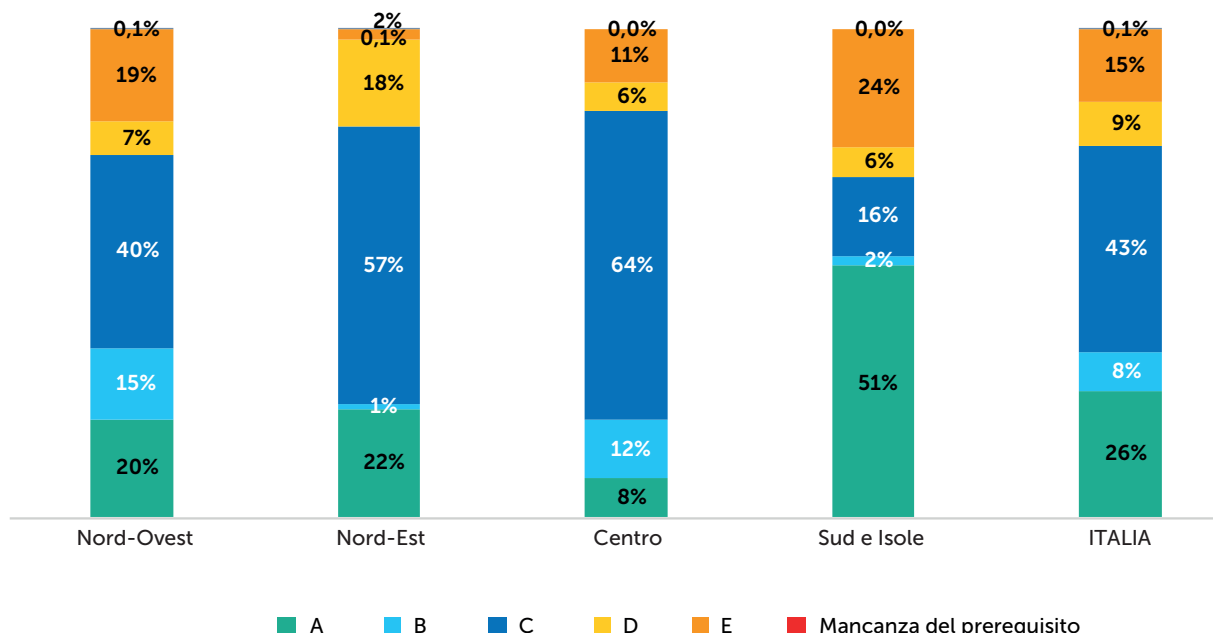
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

di disinfezione, nitriti e nitrati, antiparassitari e idrocarburi policiclici aromatici. Nella parte C sono raggruppati parametri sia di tipo chimico che microbiologico, cosiddetti "indicatori" della qualità dell'acqua, tra cui ferro, manganese, sodio, torbidità, colore, odore e sapore.

Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M3²² (Fig. 5.18). Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una modifica alle soglie di accesso alle classi A, B e C e agli obiettivi di miglioramento previsti. A fronte di tali nuove previsioni, si evidenzia una prevalente collocazione della popolazione gestita nelle classi A e C, e in misura minore nelle classi B e D. Si segnala poi la presenza di due piccole gestioni con problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M3.

La figura 5.19 mostra i valori medi nazionali di M3a, M3b e M3c determinati per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risultano rispettivamente pari a 0,068%, 3,61% e 0,24%, presentando valori in sostanza allineati alle medie rappresentate nella figura 5.15. Si rinvencono rilevanti differenze a livello territoriale non sempre intuitive, dal momento che, a fronte di maggiori ordinanze di non potabilità rilevate nell'area Sud e Isole, si rileva un tasso di campioni non conformi paragonabile a quello del Nord-Ovest e un tasso di parametri non conformi decisamente inferiore; tale mancata correlazione, in particolare, tra gli esiti in termini di campioni e in termini di parametri sarà oggetto di specifica istruttoria, anche se, dalle prime analisi, emerge come nell'area Sud e Isole vengano testati mediamente molti più parametri per campione (riducendo quindi l'indicatore M3c), indice, probabilmente, della più ridotta applicazione di Piani di sicurezza delle acque (*Water Safety Plan*), ai sensi del decreto legislativo n. 18/2023, come già evidenziato nella precedente figura 5.17.

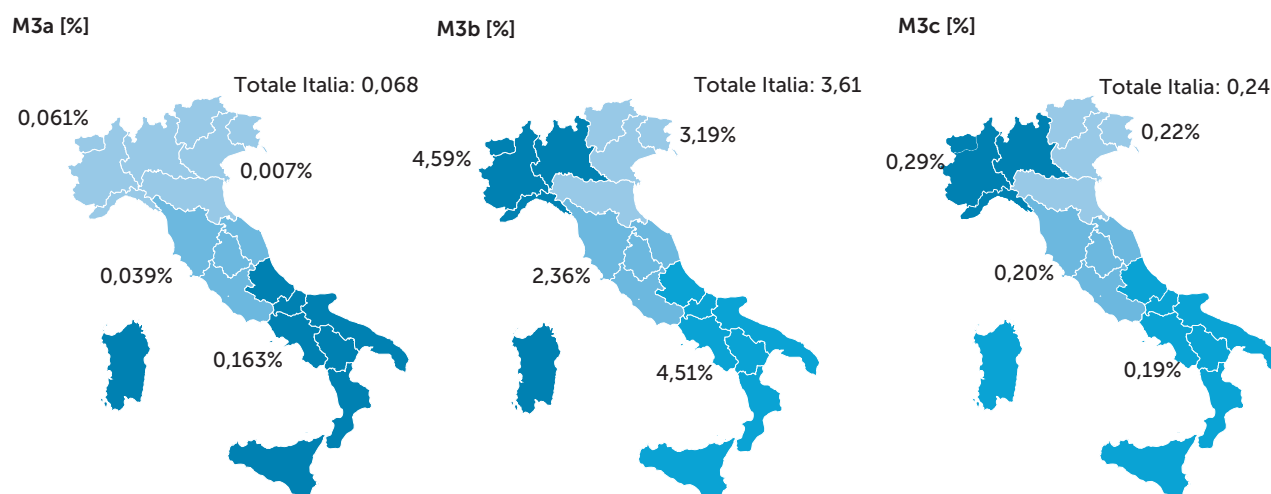
FIG. 5.18 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M3 – Qualità dell'acqua erogata ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

22 Come previsto dal comma 10.3 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,001%, M3b non superiore all'1% e M3c non superiore allo 0,04%; nella classe B sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b non superiore all'1%; nella classe C sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b non superiore al 5%; nella classe D sono incluse le gestioni con M3a non superiore a 0,005% e M3b superiore al 5%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M3a superiore a 0,005%.

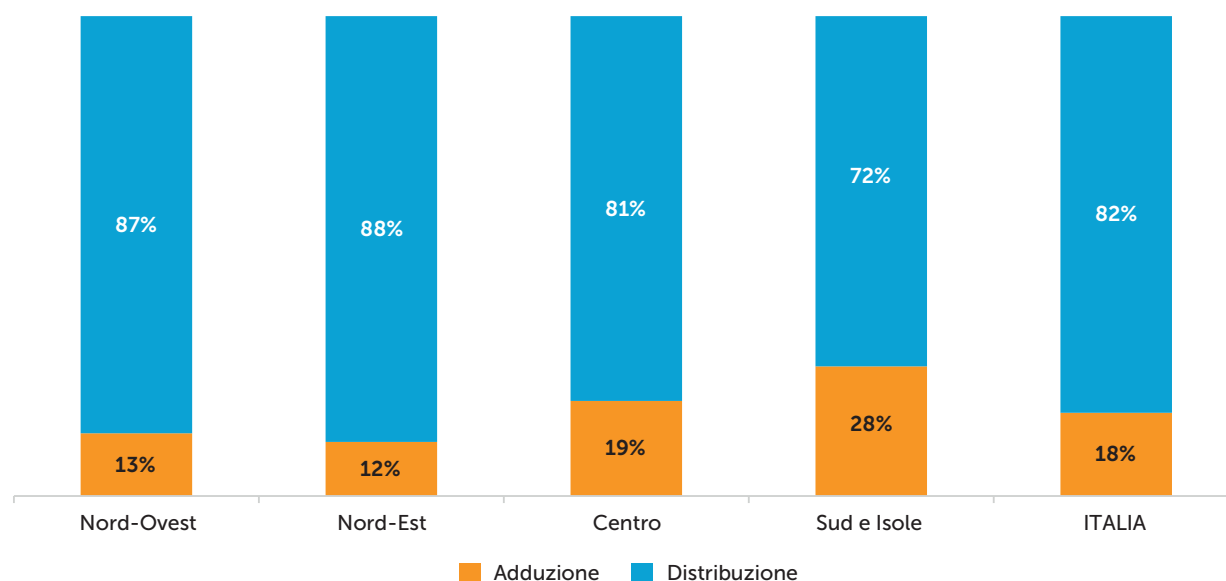
FIG. 5.19 Valori medi degli indicatori M3a – Incidenza ordinanze di non potabilità, M3b – Tasso di campioni da controlli interni non conformi e M3c – Tasso di parametri da controlli interni non conformi per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Altri aspetti infrastrutturali

Nel seguito verranno mostrati alcuni dati relativi ad aspetti di tipo infrastrutturale. In particolare, in relazione all'estensione delle reti di acquedotto, il *panel* di operatori considerato gestisce complessivamente 403.836 km di reti acquedottistiche. Tale dato considera sia le condotte per il trasporto della risorsa idrica dai punti di prelievo verso i centri di utilizzo (ovvero reti di "adduzione"), sia le condotte che dai punti di interconnessione con le adduttrici distribuiscono l'acqua fino ai punti di consegna alle utenze finali (ossia le reti di "distribuzione"). Sulla base dei dati raccolti, si conferma la rappresentazione mostrata nelle *Relazioni Annuali* precedenti, secondo le quali circa il 18% della lunghezza delle condotte principali può essere ricondotta alla classificazione delle infrastrutture di adduzione, mentre il restante 82% è rappresentato da condotte di distribuzione. A livello territoriale, si conferma una incidenza maggiore delle infrastrutture di trasporto nel Sud e Isole rispetto alle altre aree del Paese (Fig. 5.20).

FIG. 5.20 Incidenza delle reti di adduzione e di distribuzione sul totale della rete di acquedotto per area geografica

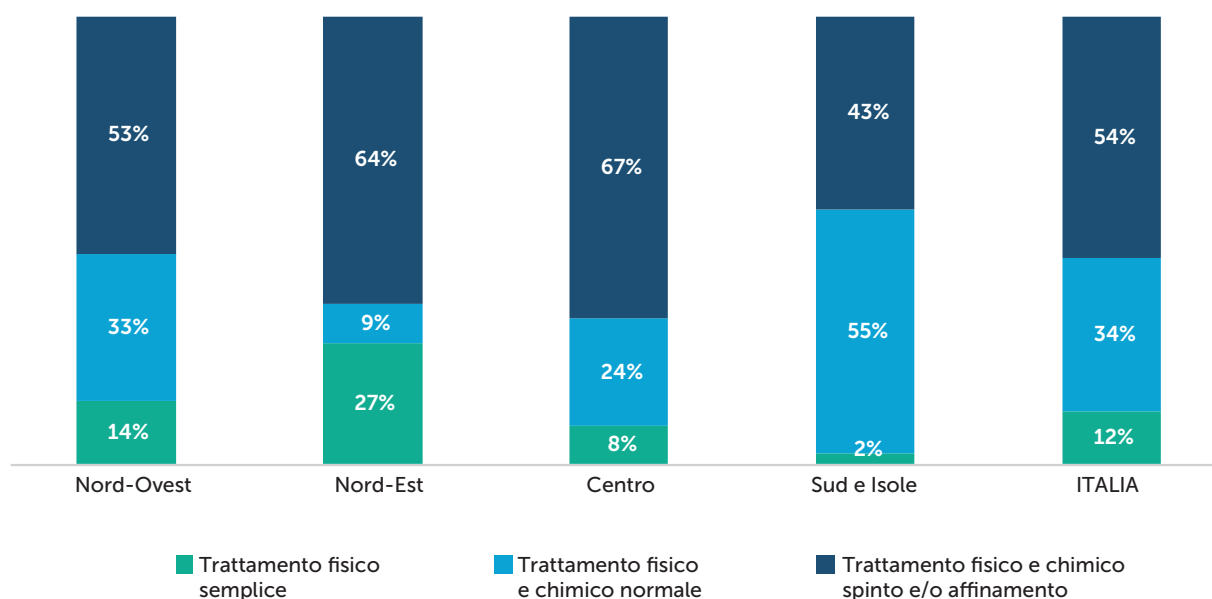
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

A livello nazionale, poco meno dell'80% della lunghezza delle reti di adduzione e di distribuzione risulta georeferenziate, ovvero per tale porzione sono note e archiviate, in formato digitale, le coordinate di posa nonché talune caratteristiche tecniche come diametri e tipologia di materiale. Il dato medio nazionale risulta allineato a quanto mostrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*. Per quanto riguarda l'età di posa delle condotte, permane un tasso significativo di condotte per le quali non è nota l'età di posa (circa pari al 60% della estensione complessivamente considerata). Al contrario, rispetto alla precedente rilevazione, emergono segnali di deciso miglioramento in relazione al tasso di sostituzione delle condotte, che si è attestato a un valore di poco superiore allo 0,8%²³, a fronte del valore precedentemente rilevato per l'anno base (circa 0,39%). Anche in merito all'estensione delle reti di distribuzione distrettualizzate e telecontrollate, il dato rilevato a livello medio nazionale per l'anno 2023 è risultato in aumento rispetto a quanto precedentemente individuato per l'anno base, avendo individuato un'incidenza media pari al 39% (a fronte del precedente dato pari al 22%).

Per quanto riguarda gli interventi di potabilizzazione delle acque, dalle analisi svolte emerge che circa un terzo del volume immesso nelle reti di acquedotto è sottoposto a un trattamento di potabilizzazione. Più nello specifico, a livello nazionale, si nota una prevalenza al ricorso a trattamenti di tipo fisico e chimico "spinto" o di affinamento (ad esempio, ozonizzazione, adsorbimento, filtrazione su membrana, osmosi inversa), seguito dall'adozione di trattamenti chimico-fisici meno spinti (ad esempio, coagulazione e flocculazione) e infine un ricorso meno marcato a trattamenti fisici "semplici" (come per esempio staccatura, sedimentazione, filtrazione) (Fig. 5.21).

²³ Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti principali sostituite nell'anno in considerazione rispetto all'estensione delle reti principali complessivamente gestite.

FIG. 5.21 *Suddivisione dei volumi prelevati dall'ambiente per tipologia di trattamento di potabilizzazione e per area geografica*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Andando infine a esaminare i consumi di energia elettrica relativi alla filiera acquedottistica, che pesano per il 62% sui consumi totali del servizio idrico integrato, si riscontrano consumi unitari medi pari a 0,46 kWh per metro cubo immesso nel sistema di acquedotto, con variazioni poco significative tra le diverse aree territoriali, e in linea con il valore medio registrato nelle precedenti rilevazioni.

Servizio di fognatura

Il modello di regolazione della qualità tecnica prevede che, per il servizio di fognatura, le *performance* tecniche conseguite dai gestori siano misurate sulla base di un macro-indicatore denominato M4 – "Adeguatezza del sistema fognario", costruito come combinazione dei seguenti indicatori semplici:

- M4a – "Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura", ottenuto dal rapporto tra il numero di episodi di allagamento da fognatura mista o bianca e di sversamento di liquami da fognatura nera e la lunghezza di rete fognaria gestita;
- M4b – "Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena", definito come il rapporto tra il numero di scaricatori di piena non conformi alle normative attinenti ai rapporti di diluizione o anche ai dispositivi per trattenere i solidi sospesi, ove previste, e il numero complessivo di scaricatori gestito;
- M4c – "Controllo degli scaricatori di piena", definito come il rapporto tra il numero di scaricatori di piena che non sono stati oggetto di ispezione nel corso dell'anno ovvero che non siano dotati di sistemi di rilevamento automatico dell'attivazione, rispetto al numero totale di scaricatori gestito.

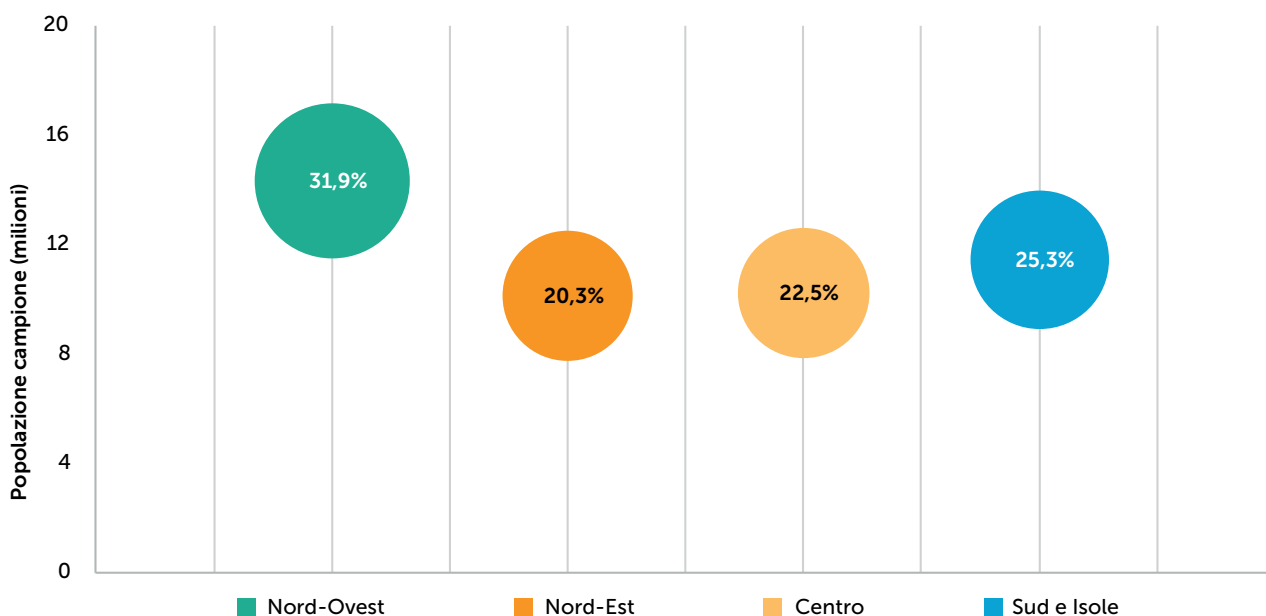
Per il servizio fognario, l'accesso al meccanismo incentivante è subordinato al raggiungimento di due prerequisiti: il primo è relativo alla disponibilità e affidabilità dei dati utili al calcolo del macro-indicatore, mentre il secondo è atti-

nente al grado di adeguamento alla normativa sulla gestione delle acque reflue, prevedendo la temporanea esclusione delle gestioni che siano interessate da pronunce di condanna della Corte di giustizia dell'Unione europea per mancato adeguamento alla direttiva 91/271/CEE per la presenza di agglomerati non ancora dichiarati conformi²⁴.

L'analisi illustrata nel seguito mostra lo stato infrastrutturale del servizio di fognatura per l'anno 2023, sulla base delle informazioni trasmesse da un *panel* di 143 gestioni, cui corrisponde una copertura del campione pari al 78% della popolazione residente italiana (45,1 milioni di abitanti)²⁵. Nella figura 5.22 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche, che sostanzialmente ricalca quella mostrata per il servizio di acquedotto alla figura 5.1: circa il 32% della popolazione rappresentata è servita da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20% e il 22% è rappresentata da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro e il 25% nell'area Sud e Isole.

Il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'87% e il 90% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre si abbassa al 58% per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.23), sebbene si sia registrata una migliore risposta rispetto alla rilevazione riferita all'anno base, anche in merito alle gestioni di tale area geografica²⁶.

FIG. 5.22 Macro-indicatore M4: distribuzione della popolazione del campione per area geografica

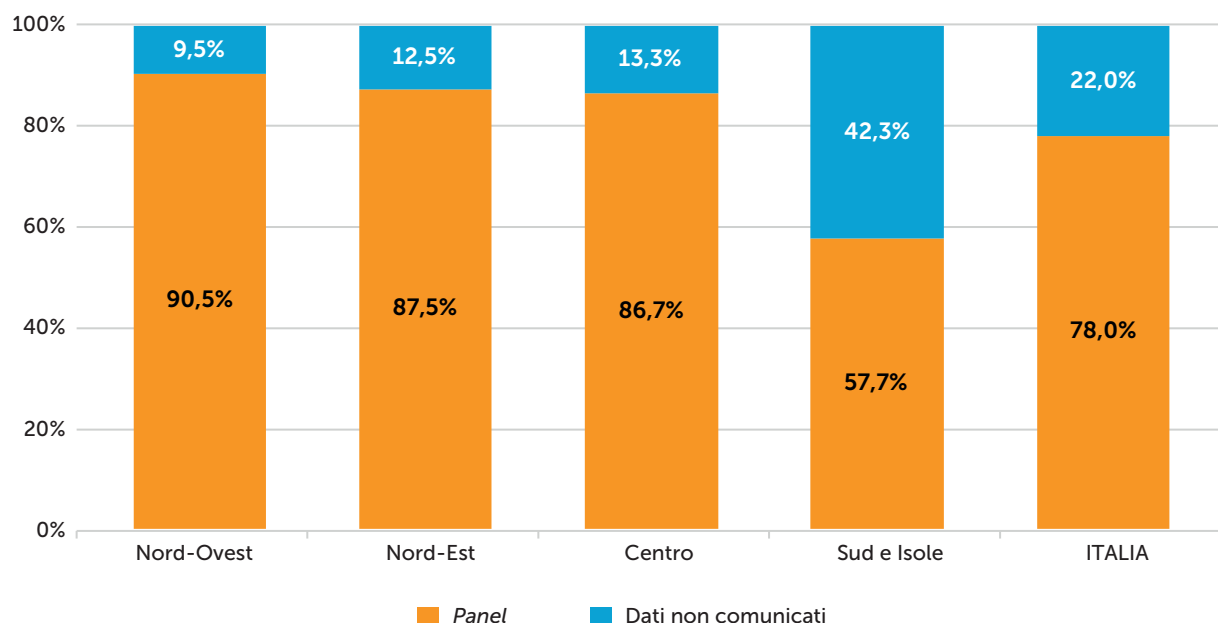


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

²⁴ La direttiva 91/271/CEE, concernente il trattamento delle acque reflue, prevede che tutti gli agglomerati con carico generato maggiore di 2.000 abitanti equivalenti (AE) siano provvisti di adeguati sistemi di reti fognarie (art. 3) e che le acque reflue che confluiscono in reti fognarie siano sottoposte a specifici trattamenti prima dello scarico nell'ambiente (art. 4, art. 5 e art. 10). Allo stato attuale, sono tre i procedimenti europei che sono giunti a condanna da parte della Corte di giustizia dell'Unione europea: si tratta del procedimento n. 2004/2034, con sentenza del 31 maggio 2018 (causa C-251/17), del procedimento n. 2009/2034, con sentenza del 10 aprile 2014 (causa C-85/13) e del procedimento n. 2014/2059, con sentenza del 6 ottobre 2021 (causa C-668/19). Per completezza, si segnala che vi è un ulteriore procedimento avviato e non ancora giunto a condanna per l'Italia: si tratta del procedimento n. 2017/2181.

²⁵ Il *panel* si differenzia da quello del paragrafo precedente, essendo escluse le gestioni che svolgono solo il servizio di acquedotto e aggiunte quelle che svolgono il servizio di fognatura ma non quello di acquedotto. Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 146 gestioni che servono circa 44,9 milioni di abitanti, con una copertura pari al 77,6% della popolazione residente italiana. Si nota che, a fronte di una lieve crescita della copertura del campione, il numero di gestioni risulta in diminuzione, indicando la presenza di processi di aggregazione in corso.

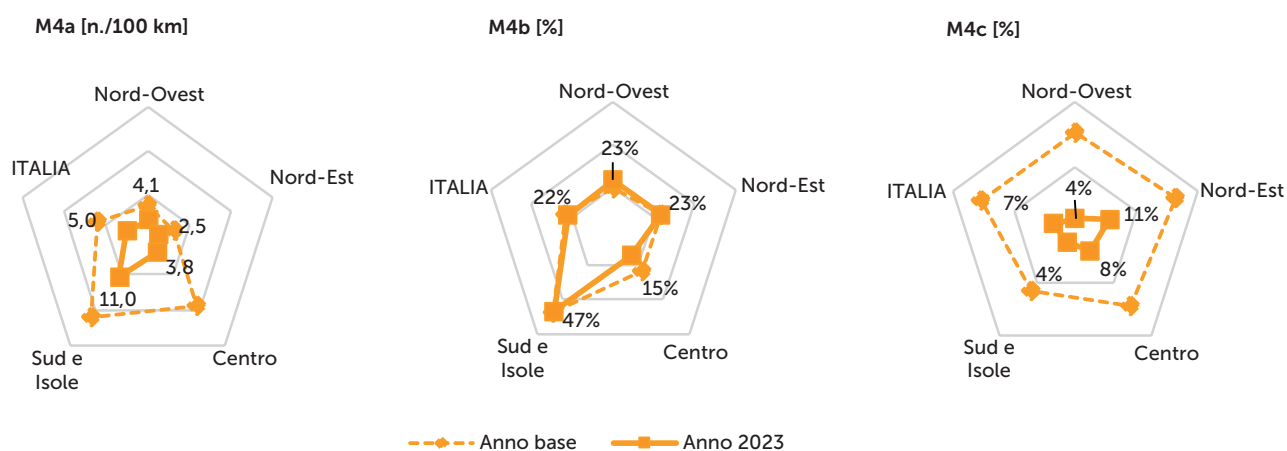
²⁶ Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 146 gestioni che servono circa 44,9 milioni di abitanti, con una copertura pari all'77,6% della popolazione residente italiana. Si nota che, a fronte di una lieve crescita della copertura del campione, il numero di gestioni risulta in diminuzione, indicando la presenza di processi di aggregazione in corso.

FIG. 5.23 Servizio di fognatura: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2024" (delibera 39/2024/R/idr).

Analizzando i valori medi conseguiti per gli indicatori semplici che compongono il macro-indicatore M4 (Fig. 5.24), si osserva che gli episodi di allagamento e/o sversamento registrati mediamente a livello nazionale sono 5 ogni 100 km di rete fognaria, con numeri crescenti passando da Nord e Centro al Sud e Isole. Inoltre, sempre con riferimento ai dati medi a livello nazionale, si evidenzia che il 22% degli scaricatori di piena risulta non ancora adeguato alle normative di riferimento (M4b), con una quota di inadeguatezza più che doppia nell'area Sud e Isole, e che il tasso di scaricatori di piena non ispezionati o non dotati di sistemi di rilevamento automatico delle attivazioni si attesta su valori prossimi al 7%, con scostamenti poco significativi tra le diverse aree del Paese. Per i citati indicatori, si nota un graduale miglioramento complessivo rispetto ai dati mostrati nella *Relazione Annuale* 2020 (linee tratteggiate nella figura 5.24), in particolare per gli indicatori M4a e M4c (l'indicatore M4b, infatti, risente delle normative regionali approvate nel tempo, che tendono a essere sempre più tutelanti dal punto di vista ambientale).

FIG. 5.24 Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica

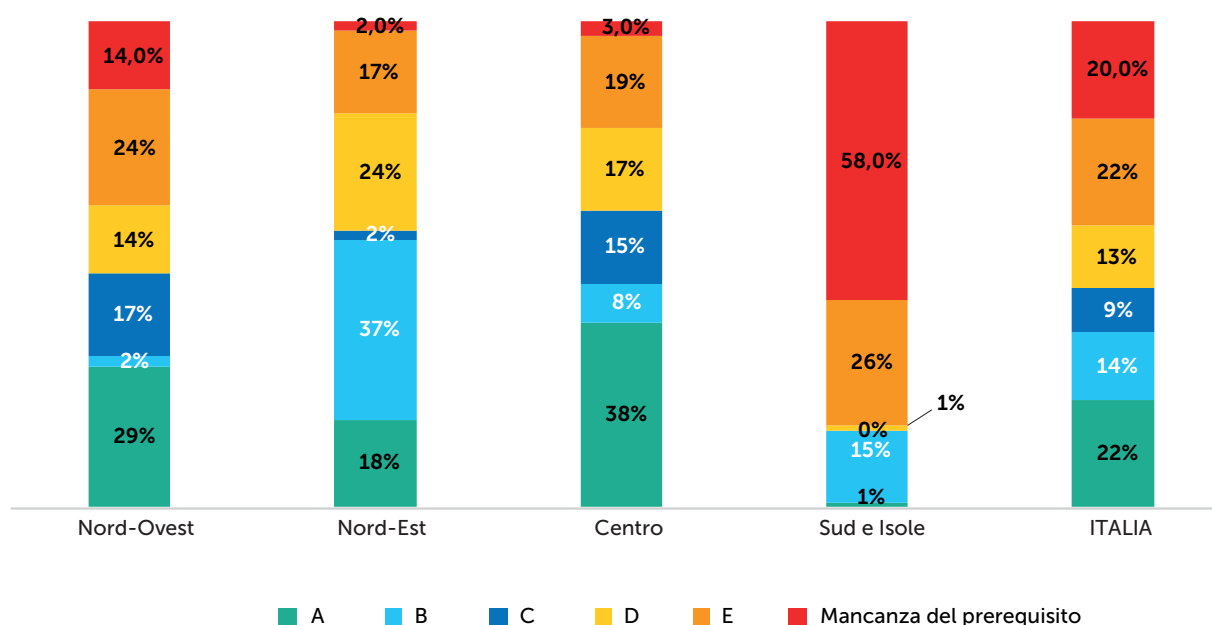


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2022)" (delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr).

Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M4²⁷ (Fig. 5.25). Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una modifica alle soglie di accesso alle classi B, C, D e E per l'indicatore M4a. Nonostante tali nuove previsioni, si evidenzia ancora una leggera prevalente collocazione della popolazione gestita nelle classi A ed E, seguita dalle classi B e D. Si segnala poi la presenza di diverse gestioni con problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M4. Più nello specifico, all'interno del *panel* considerato, sono cinque le gestioni per le quali i pertinenti Enti di governo d'ambito hanno dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al servizio di fognatura, tale da compromettere la determinazione del relativo macro-indicatore (per un totale di circa 2 milioni di abitanti serviti, il 50% dei quali residenti nell'area Sud e Isole). Per contro, le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 3 della citata direttiva, attinente al collettamento delle acque reflue, sono quindici (per un totale di 7,3 milioni di abitanti serviti, collocati in tutte le aree geografiche, con una prevalenza per l'area Sud e Isole), delle quali dodici presentano anche la mancata conformità alla direttiva per quanto riguarda l'adozione di adeguati trattamenti depurativi. Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al collettamento dei reflui sono 45, per un totale di abitanti equivalenti (AE) pari a circa 2,4 milioni.

²⁷ Come previsto dal comma 14.3 della RQT1, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M4a inferiore a 1, M4b nullo e M4c non superiore al 10%; nella classe B sono incluse le gestioni con M4a inferiore a 5, M4b nullo e M4c superiore al 10%; nella classe C sono incluse le gestioni con M4a inferiore a 5 e M4b non superiore al 20%; nella classe D sono incluse le gestioni con M4a non superiore a 5 e M4b superiore al 20%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M4a superiore a 5.

FIG. 5.25 Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M4 – Adeguatezza del sistema fognario ai sensi della delibera 637/2023/R/idr

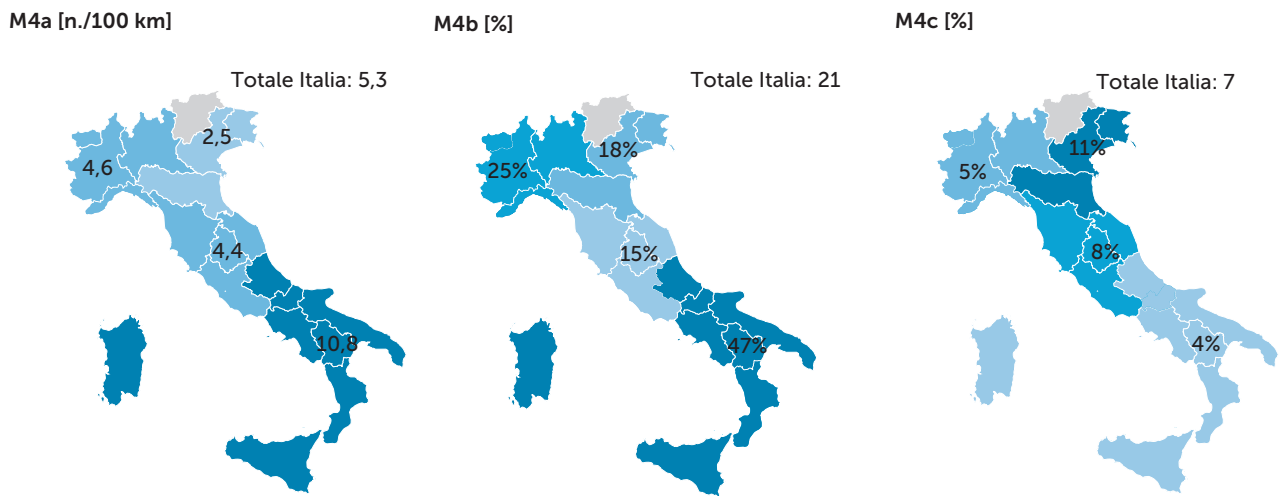


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT) 2024" (delibera 637/2023/R/idr).

La figura 5.26 mostra i valori medi nazionali di M4a, M4b e M4c determinati per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risultano rispettivamente pari a 5,3 ogni 100 km, 21% e 7%, presentando valori in sostanza allineati alle medie rappresentate nella figura 5.24, pur permanendo rilevanti differenze a livello territoriale. Relativamente a quest'ultimo aspetto si rileva, in particolare, il dato controintuitivo che emerge dal confronto tra aree geografiche dei valori dell'indicatore M4c che – contrariamente ai dati di M4a e M4b – vede un miglior risultato dell'area geografica Sud e Isole; tale dato appare influenzato dalla circostanza che la diffusione media degli scaricatori di piena – pesata sulla lunghezza di rete mista e bianca complessivamente gestita – sia abbastanza omogenea tra i gestori operanti nel Nord e nel Centro Italia (dove mediamente sono presenti 30 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca gestita), mentre la diffusione di tali infrastrutture è significativamente più contenuta nel Sud e nelle Isole (7 scaricatori ogni 100 km di rete mista e bianca)²⁸, talora in assenza di specifica normativa regionale in materia.

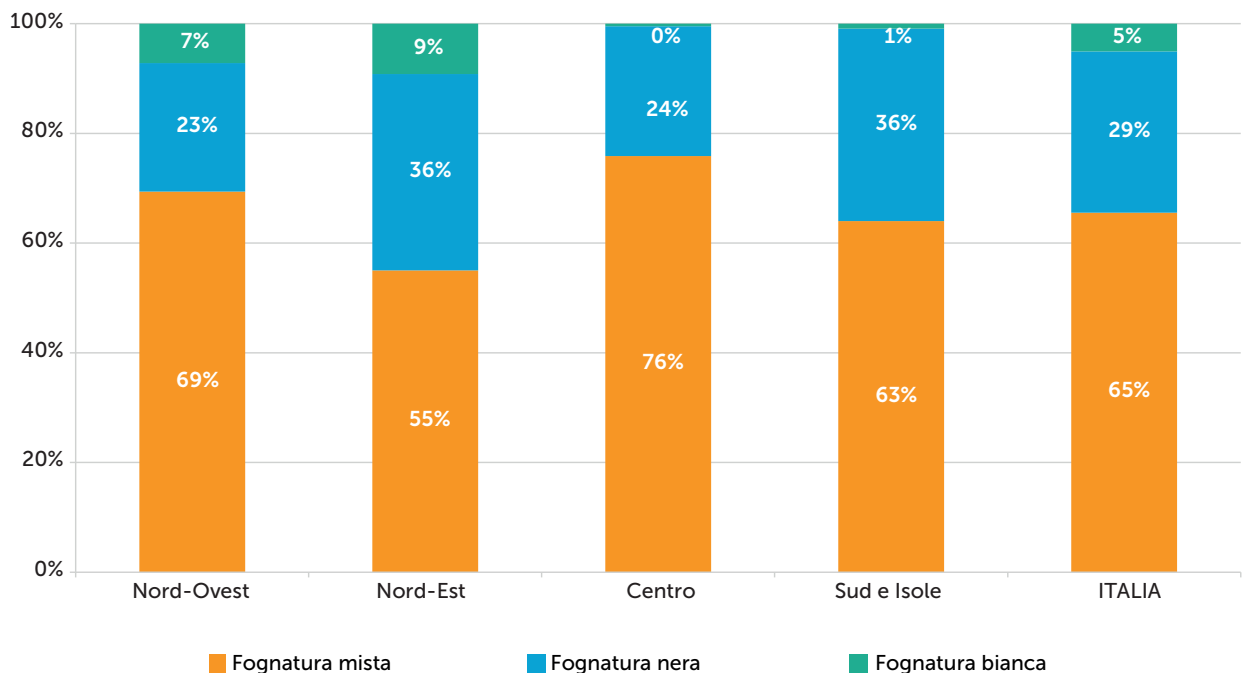
²⁸ Circostanza già emersa anche nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

FIG. 5.26 Valori medi degli indicatori M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, M4b – Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena e M4c – Controllo degli scaricatori di piena, per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

FIG. 5.27 Lunghezza della rete fognaria per tipologia – ripartizione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Il campione considerato per l'anno 2023 gestisce una lunghezza complessiva di reti fognarie pari a 207.634 km. Dai dati comunicati emerge la prevalenza di condotte di tipo misto (mediamente pari al 65% dell'estensione complessivamente dichiarata), ovvero di reti progettate per il collettamento congiunto di scarichi domestici (inclusi eventualmente anche gli scarichi industriali) e delle acque meteoriche. In misura minore sono presenti sul territorio condotte dedicate al trasporto delle acque reflue domestiche (o acque nere, incluse eventualmente

anche le acque reflue industriali, pari al 29% del totale) e, in piccola parte, sono gestite condotte destinate solamente all'allontanamento delle acque piovane (o acque bianche, pari 5% del totale), con significative differenze a seconda dell'area geografica (Fig. 5.27).

Il tasso di georeferenziazione delle reti fognarie, inteso come livello di conoscenza e digitalizzazione delle informazioni relative alle coordinate di posa e alle caratteristiche tecniche delle condotte, è mediamente pari all'81,6% della lunghezza totale.

Come emerso per il servizio di acquedotto, nonostante i buoni risultati mediamente conseguiti in relazione all'attività di georeferenziazione delle reti, si segnalano ulteriori margini di miglioramento in termini di conoscenza delle reti, dal momento che per circa il 70% delle condotte non è nota l'età di posa. Il tasso di sostituzione delle condotte è risultato mediamente pari allo 0,14%²⁹ delle lunghezze di rete complessivamente gestite.

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di fognatura pari a circa il 6% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,07 kWh per metro cubo di volume di acqua reflua depurata e a 6,6 kWh per abitante equivalente collettato nelle reti fognarie.

Servizio di depurazione

Nella regolazione della qualità tecnica, il servizio di depurazione è valutato sulla base di due indicatori principali:

- il macro-indicatore M5 – “Smaltimento fanghi in discarica”, cui è associato l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale collegato allo smaltimento in discarica dei fanghi derivanti dalla depurazione delle acque reflue;
- il macro-indicatore M6 – “Qualità dell'acqua depurata”, con la finalità di minimizzare l'impatto ambientale associato ai reflui in uscita dagli impianti di depurazione e convogliati nell'ambiente.

I requisiti minimi per l'accesso al meccanismo incentivante della RQTI dei citati macro-indicatori attengono a profili di disponibilità e affidabilità dei dati e di conformità alla normativa di riferimento in materia di trattamento delle acque reflue.

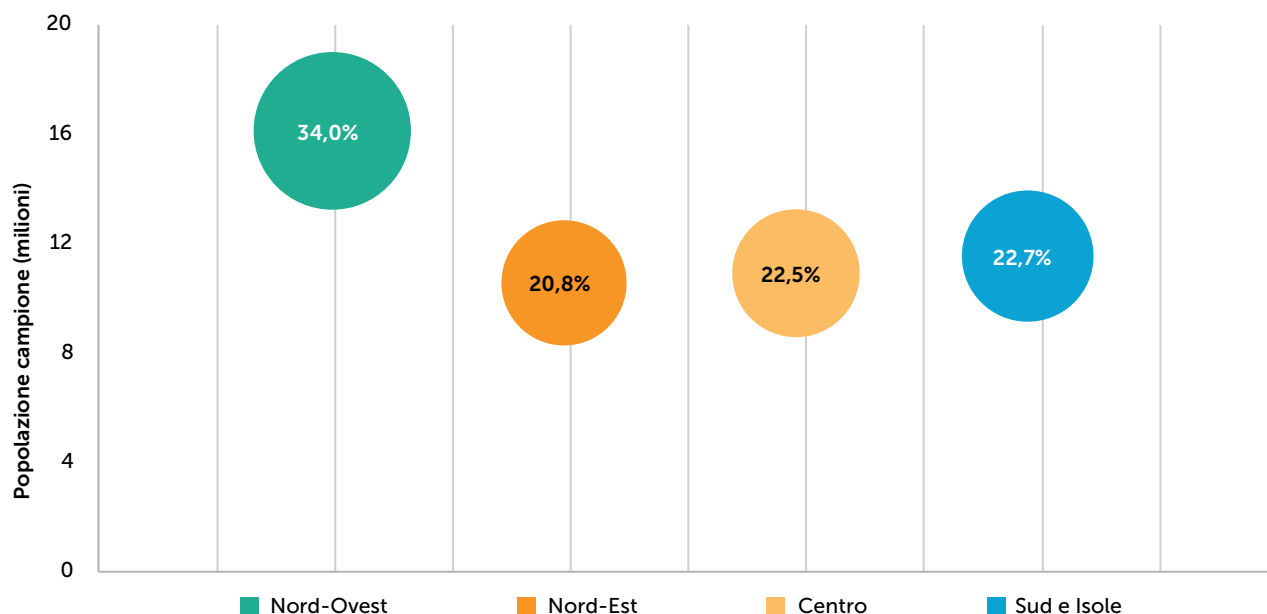
Nel seguito saranno mostrate le principali evidenze emerse dall'analisi dei dati relativi al servizio di depurazione, considerando un campione composto da 136 gestioni che servono circa 43,2 milioni di abitanti, con una copertura pari al 74,6% della popolazione residente italiana³⁰ e una distribuzione tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.28: il 34% della popolazione rappresentata è servito da gestioni che operano nel Nord-Ovest, il 20,8% e il 22,5% è rappresentato da gestioni operanti rispettivamente nelle regioni del Nord-Est e nel Centro e il 22,7% nell'area Sud e Isole. Tale distribuzione risulta molto simile a quella descritta nella preceden-

²⁹ Il valore è espresso come rapporto tra la lunghezza delle reti sostituite nell'anno in considerazione, rispetto all'estensione delle reti complessivamente gestite.

³⁰ Il *panel* si differenzia da quello del paragrafo precedente, essendo escluse le gestioni che svolgono solo il servizio di acquedotto e/o di fognatura e aggiunte quelle che svolgono il servizio di sola depurazione. Sono state altresì escluse tre gestioni che, pur avendo indicato di svolgere il servizio di depurazione, hanno riportato dati fortemente incompleti. Nella precedente *Relazione Annuale* il campione era composto da 143 gestioni che servono circa 43,4 milioni di abitanti, con una copertura pari al 74,9% della popolazione residente italiana.

te *Relazione Annuale*. Rispetto al campione analizzato per il servizio di acquedotto e fognatura, si nota una lieve riduzione nella rappresentanza dell'area meridionale e insulare.

FIG. 5.28 Servizio di depurazione: distribuzione della popolazione del campione per area geografica

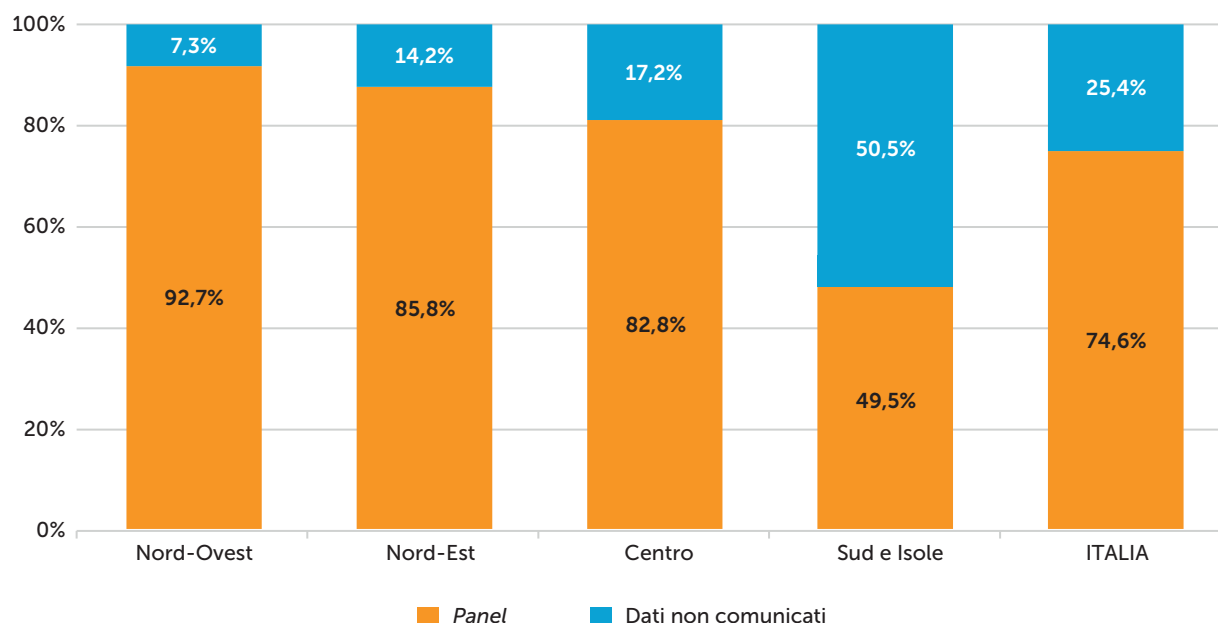


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Smaltimento dei fanghi di depurazione in discarica

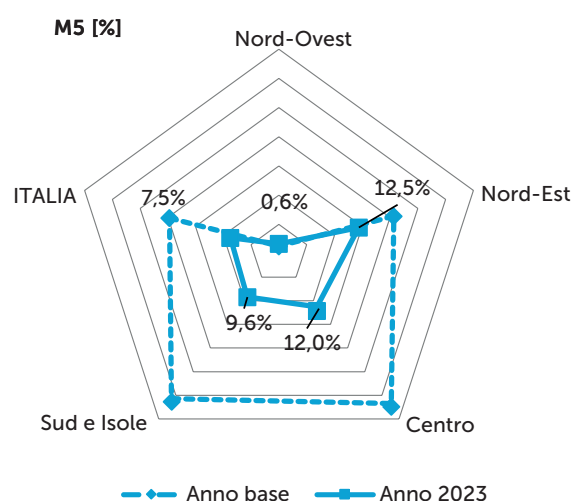
Il macro-indicatore M5 – "Smaltimento fanghi in discarica" è definito come il rapporto percentuale tra i quantitativi di fanghi da depurazione destinati allo smaltimento finale in discarica e le quantità complessive registrate in uscita dagli impianti di depurazione gestiti.

Con riferimento ai dati del 2023, come mostrato anche nei precedenti paragrafi, il campione analizzato risulta maggiormente rappresentativo per le aree geografiche del Nord e del Centro (con una popolazione servita dal *panel* di gestori compresa tra l'83% e il 93% della popolazione residente nelle medesime aree geografiche), mentre la relativa copertura si attesta al 50% della popolazione per l'area Sud e Isole (Fig. 5.29), facendo emergere una più contenuta disponibilità dei dati per questo servizio, rispetto a quanto descritto, in particolare, nel paragrafo relativo all'acquedotto.

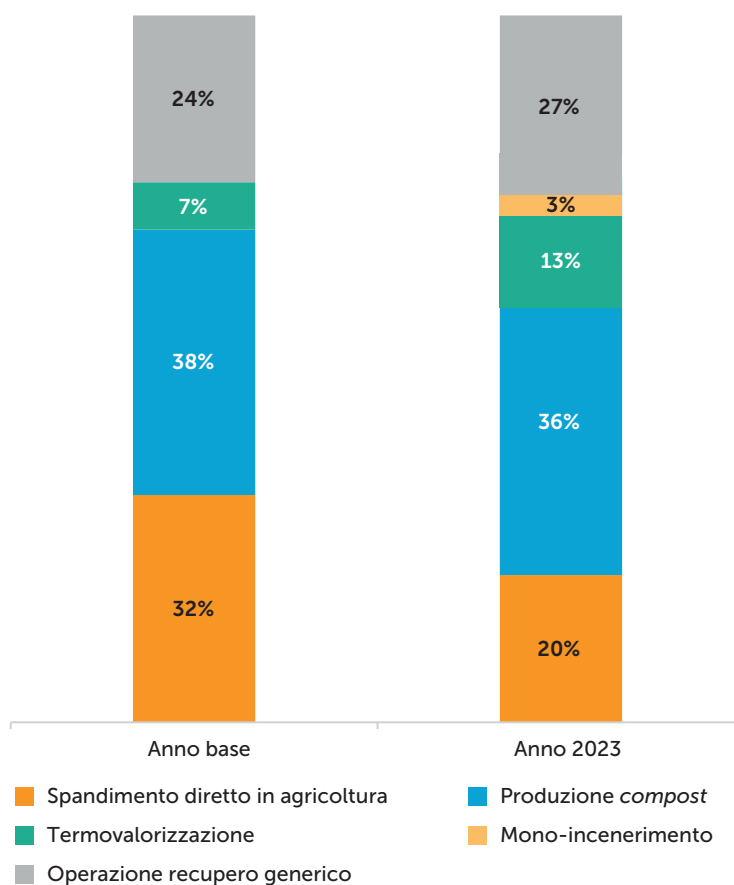
FIG. 5.29 Macro-indicatore M5: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

A livello nazionale la produzione di fanghi da impianti di depurazione nell'anno in considerazione è stata pari a 424.836 tonnellate di sostanza secca. Il tasso di conferimento in discarica dei medesimi è stato pari al 7,5% dei fanghi complessivamente prodotti, pur con livelli molto differenziati tra le diverse aree geografiche, come evidenziato dalla figura 5.30: a fronte di un valore medio molto contenuto al Nord-Ovest (pari allo 0,6%), si notano valori prossimi al 12% per il Nord-Est e per le Regioni del Centro e un dato pari al 9,6% per la zona meridionale e insulare. In tutte le aree del Paese si sono registrati decisi miglioramenti rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020* (linea tratteggiata di figura 5.30), più marcati per le aree geografiche Centro e Sud e Isole, caratterizzate da livelli medi di smaltimento in discarica più elevati nelle fasi di avvio della regolazione.

FIG. 5.30 Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

FIG. 5.31 Ripartizione delle operazioni di recupero dei fanghi di depurazione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Rispetto alla rilevazione relativa all'anno base, oltre a essere incrementato il tasso di recupero dei fanghi a fronte di un minore conferimento in discarica, dalla figura 5.31 si nota una modifica di allocazione tra le destinazioni finali dei fanghi recuperati nel tempo. Più nello specifico, pur confermando un impiego prevalente dei fanghi per scopi agricoli (sia spandimento diretto sui terreni sia utilizzo indiretto per la produzione di ammendanti di origine organica – compost), nell'anno di più recente rilevazione si evidenzia una contrazione di tale utilizzo a fronte di un progressivo incremento del ricorso a operazioni di riutilizzo come co-combustibile in impianti quali inceneritori o cementifici. Per finire, si conferma il ricorso a forme di recupero non specificate, cioè riferite a operazioni di recupero intermedie identificate da un codice "R" secondo quanto stabilito all'allegato C alla parte IV del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152³¹, per quantitativi di fanghi corrispondenti a circa un quarto delle quantità complessive avviate a recupero.

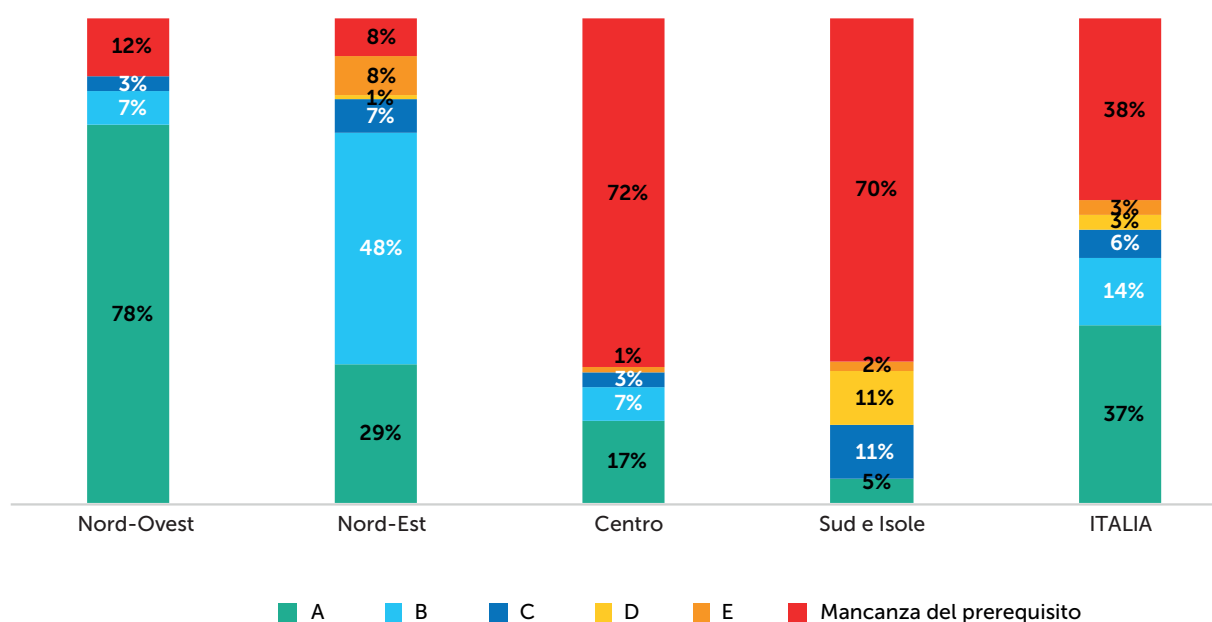
Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M5³² (Fig. 5.32).

³¹ Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

³² Come previsto dal comma 18.3 della RQT1, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 3%; nella classe B sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 10%; nella classe C sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 20%; nella classe D sono incluse le gestioni con M5 non superiore al 30%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M5 superiore al 30%.

Si rammenta che per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una sostanziale modifica rispetto alla precedente regolazione, incrementando le classi da quattro a cinque e introducendo nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento. A fronte di tali nuove previsioni, si evidenzia una prevalente collocazione della popolazione gestita nelle classi A e B. Si segnala poi la presenza di una quota rilevante di popolazione servita da gestori che presentano problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M5.

FIG. 5.32 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr*

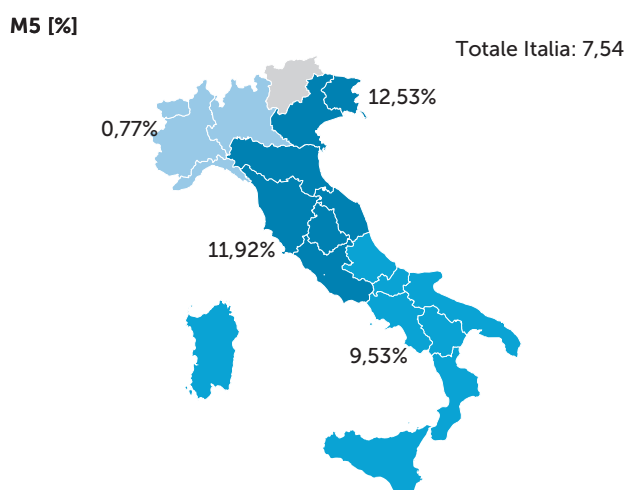


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

All'interno del *panel* considerato, si registra una piccola gestione per la quale il pertinente Ente di governo d'ambito ha dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M5. Per contro, le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono trentaquattro (per un totale di 16,3 milioni di abitanti serviti, distribuiti in tutte le aree geografiche, con netta prevalenza per le aree Centro e Sud e Isole). L'incremento di tale quota rispetto alle rilevazioni precedenti è riconducibile alla sentenza della Corte di giustizia europea pronunciata il 6 ottobre 2021 (causa C-668/19) che ha nuovamente condannato l'Italia per mancato adempimento alle previsioni della direttiva 91/271/CEE e che ha prodotto effetti sulla regolazione della qualità tecnica a partire dai dati dell'anno 2022. Gli agglomerati interessati dalle pronunce di condanna per problematiche legate al trattamento dei reflui sono 225, per un totale di circa 4,4 milioni di abitanti equivalenti (AE). Considerando che nel campione è generato un carico inquinante pari a circa 56,4 milioni di AE, il carico inquinante nei territori oggetto di condanna per il servizio di depurazione è pari al 7,7% del carico complessivamente generato.

La figura 5.33 mostra il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M5, determinato per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risulta pari al 7,54%, in sostanza allineato al valore medio rappresentato nella figura 5.30. Si rinvengono rilevanti differenze a livello territoriale.

FIG. 5.33 Valori medi dell'indicatore M5 – Smaltimento fanghi in discarica per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

Qualità dell'acqua depurata

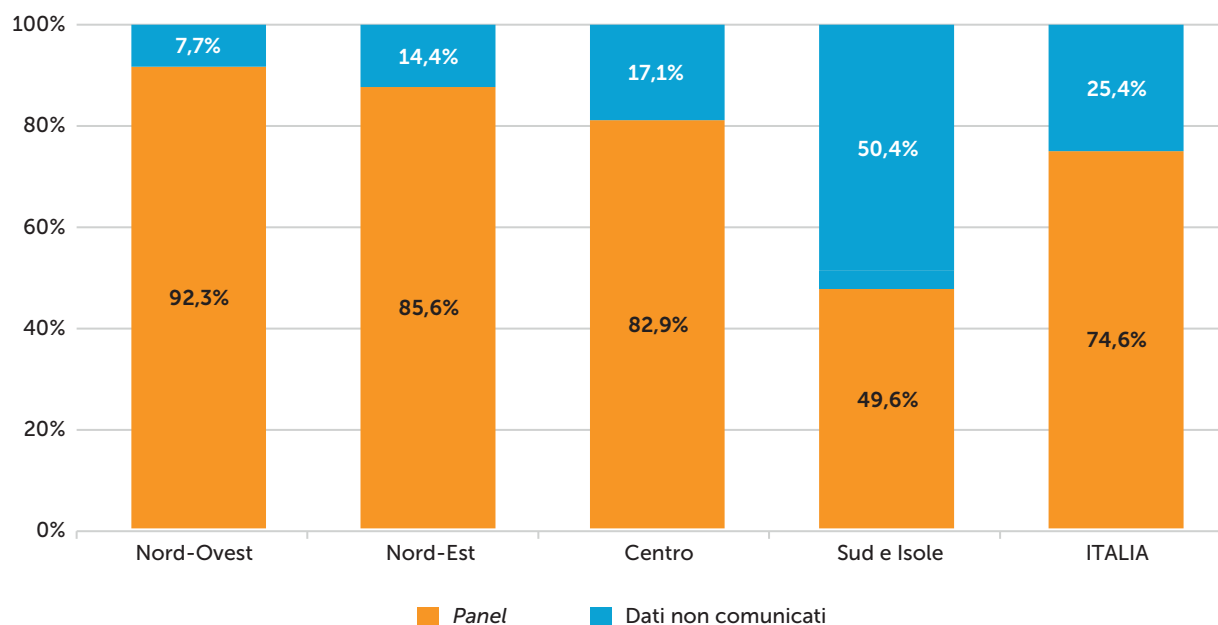
Nel seguito verranno mostrate le principali risultanze emerse in relazione allo stato infrastrutturale del servizio di depurazione, con specifico riferimento alla qualità dell'acqua reflua depurata in uscita dagli impianti di depurazione. L'impianto regolatorio introdotto con la RQTI prevede che le *performance* conseguite da ciascuna gestione in relazione a tali profili siano valutate mediante il macro-indicatore M6, in considerazione dell'impatto ambientale collegato allo scarico delle acque reflue depurate. Detto macro-indicatore è definito come tasso di superamento, nei campioni di acqua reflua scaricata, dei limiti fissati dall'allegato 5 alla parte III del decreto legislativo n. 152/2006 per i parametri della tabella 1 e, con riferimento agli impianti di depurazione recapitanti in aree sensibili o in bacini scolanti in area sensibile, per uno o entrambi i parametri di cui alla tabella 2 del medesimo decreto.

Le analisi proposte nel seguito si riferiscono a un *panel* composto da 132 gestioni, cui corrisponde una popolazione servita pari a 43,2 milioni di abitanti, per una copertura del campione pari al 74,6% della popolazione residente italiana. La distribuzione della popolazione tra aree geografiche del Paese rispecchia sostanzialmente quanto precedentemente espresso, in particolare, per il macro-indicatore M5, con una rappresentazione maggiore per le aree geografiche del Nord e del Centro e inferiore per l'area comprensiva del Sud e delle Isole (Fig. 5.34). Il numero di gestioni considerate per il macro-indicatore M6 risulta lievemente inferiore rispetto a quello relativo al macro-indicatore M5 dal momento che alcune piccole gestioni, pur svolgendo il servizio di depurazione, non concorrono al calcolo di M6 perché gli impianti gestiti sono di potenzialità inferiore a 2.000 AE oppure inferiore a 10.000 AE se recapitanti in acque costiere, secondo quanto previsto dalla RQTI stessa.

Per l'anno 2023, il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6 è pari a 7,1% (Fig. 5.35). Rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2020* (anno base), si notano miglioramenti nella qualità dell'acqua

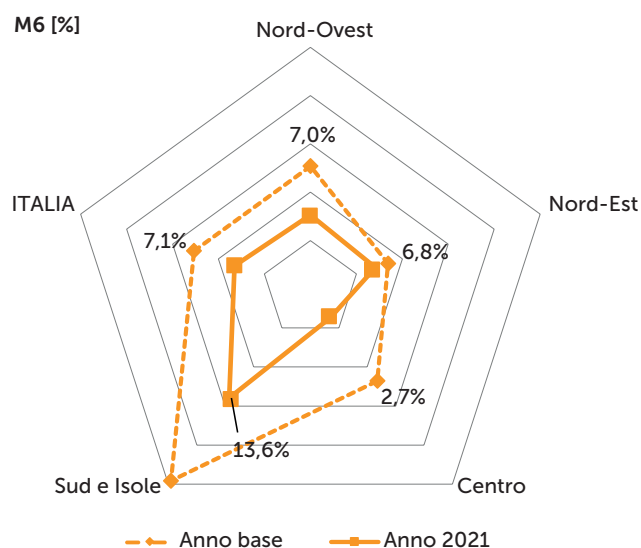
depurata da parte delle gestioni localizzate in tutte le aree geografiche, seppure più accentuati nelle aree che partivano da situazioni più svantaggiate.

FIG. 5.34 Macro-indicatore M6: popolazione servita dai gestori del panel per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

FIG. 5.35 Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica

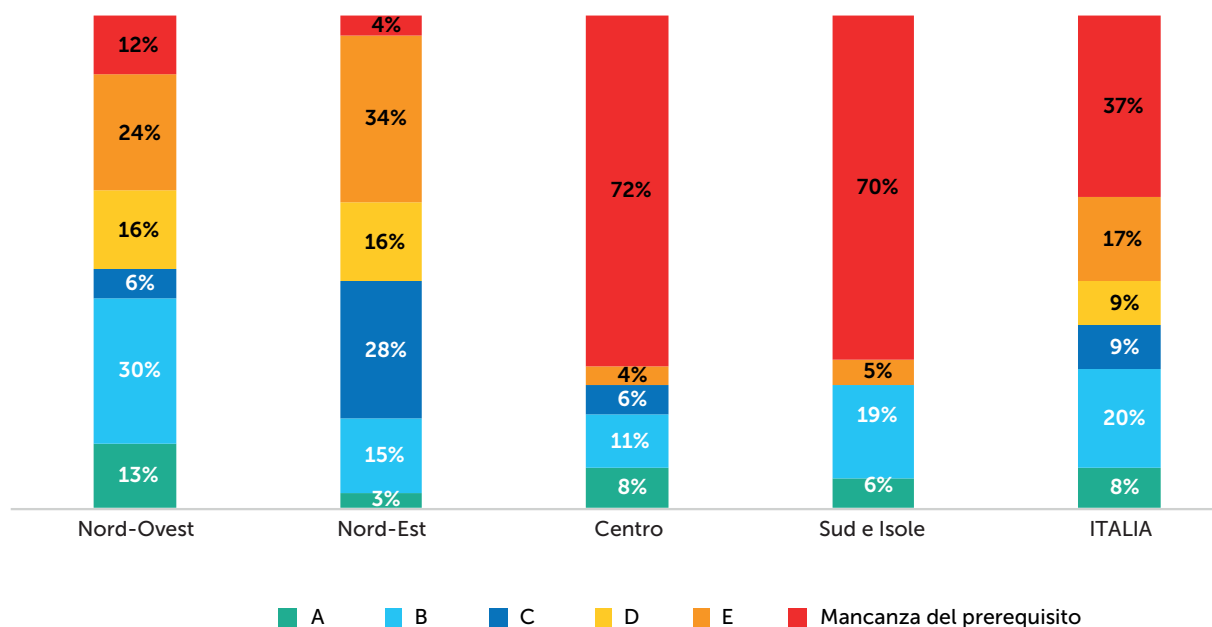


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Passando ora alla disamina dei dati raccolti in considerazione delle novità introdotte dalla delibera 637/2023/R/idr, nel seguito è mostrata la fotografia della distribuzione della popolazione servita dalle gestioni presenti in

ciascuna area geografica, in funzione della classe in cui ciascuna di esse si colloca per il macro-indicatore M6³³ (Fig. 5.36). Si rammenta che, per il macro-indicatore in discussione, la citata delibera ha apportato una sostanziale modifica rispetto alla precedente regolazione, dal momento che è stata introdotta la previsione di considerare – per tutte le gestioni – i superamenti occorsi per i nutrienti, in aggiunta a quelli relativi ai solidi sospesi e alla sostanza organica e inorganica. Inoltre, sono state incrementate le classi da quattro a cinque e sono state introdotte nuove soglie di accesso alle differenti classi di merito e nuovi obiettivi di miglioramento. A fronte di tali nuove previsioni, si evidenzia una prevalente collocazione della popolazione gestita nelle classi B ed E. Si segnala poi la presenza di una quota rilevante di popolazione servita da gestori che presentano problematiche legate all'assenza dei prerequisiti associati al macro-indicatore M6, come già evidenziato per il macro-indicatore M5. All'interno del *panel* considerato, si registra una piccola gestione per la quale il pertinente Ente di governo d'ambito ha dichiarato la scarsa affidabilità dei dati relativi al calcolo di M6. Per contro, le gestioni che non hanno conseguito il prerequisito relativo alla conformità alla direttiva 91/271/CEE per mancato recepimento delle previsioni di cui all'art. 4 della citata direttiva, attinente al trattamento delle acque reflue, sono 33³⁴ (per un totale di 15,9 milioni di abitanti serviti, distribuiti in tutte le aree geografiche, con prevalenza per le aree Centro e Sud e Isole). L'incremento di tale quota rispetto alle rilevazioni precedenti è riconducibile alla sentenza della Corte di giustizia europea pronunciata il 6 ottobre 2021 (causa C-668/19) che ha nuovamente condannato l'Italia per mancato adempimento alle previsioni della direttiva 91/271/CEE e che ha prodotto effetti sulla regolazione della qualità tecnica a partire dai dati dell'anno 2022.

FIG. 5.36 *Distribuzione della popolazione per classi di appartenenza delle gestioni per il macro-indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata ai sensi della delibera 637/2023/R/idr*

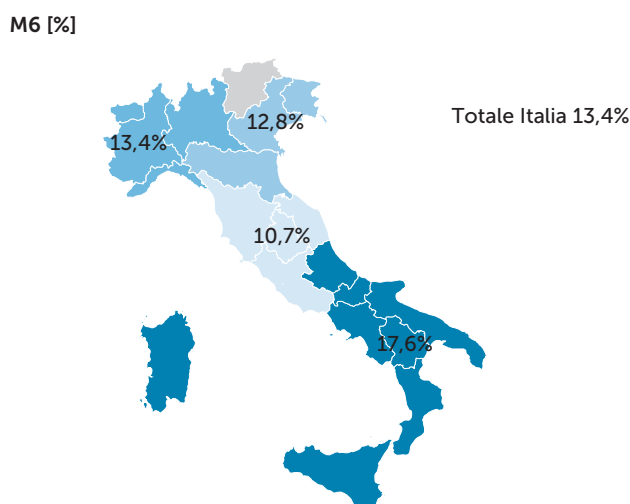


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

³³ Come previsto dal comma 19.4 della RQTI, a partire dall'anno 2024 nella classe A sono incluse le gestioni con M6 inferiore all'1%; nella classe B sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 5%; nella classe C sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 10%; nella classe D sono incluse le gestioni con M6 inferiore al 15%, mentre nella classe E sono incluse le gestioni con M6 almeno pari al 15%.

³⁴ Una delle 34 gestioni che presentano l'assenza del prerequisito sulla conformità alla normativa sulle acque reflue associato al macro-indicatore M5 non è stata inclusa nel campione relativo a M6 per dati molto carenti.

FIG. 5.37 Valori medi dell'indicatore M6 – Qualità dell'acqua depurata per area geografica ai sensi della delibera 637/2023/R/idr



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)" (delibera 637/2023/R/idr).

La figura 5.37 mostra il valore medio nazionale assunto dal macro-indicatore M6, determinato per il campione considerato ai sensi della delibera 637/2023/R/idr, che risulta pari al 13,4%. Tale valore risulta in peggioramento rispetto al dato medio mostrato in figura 5.35, dal momento che sono state modificate le modalità di computazione del macro-indicatore, con previsioni più stringenti. Si confermano le differenze a livello territoriale, seppure meno marcate rispetto alla precedente modalità di rilevazione del macro-indicatore in oggetto.

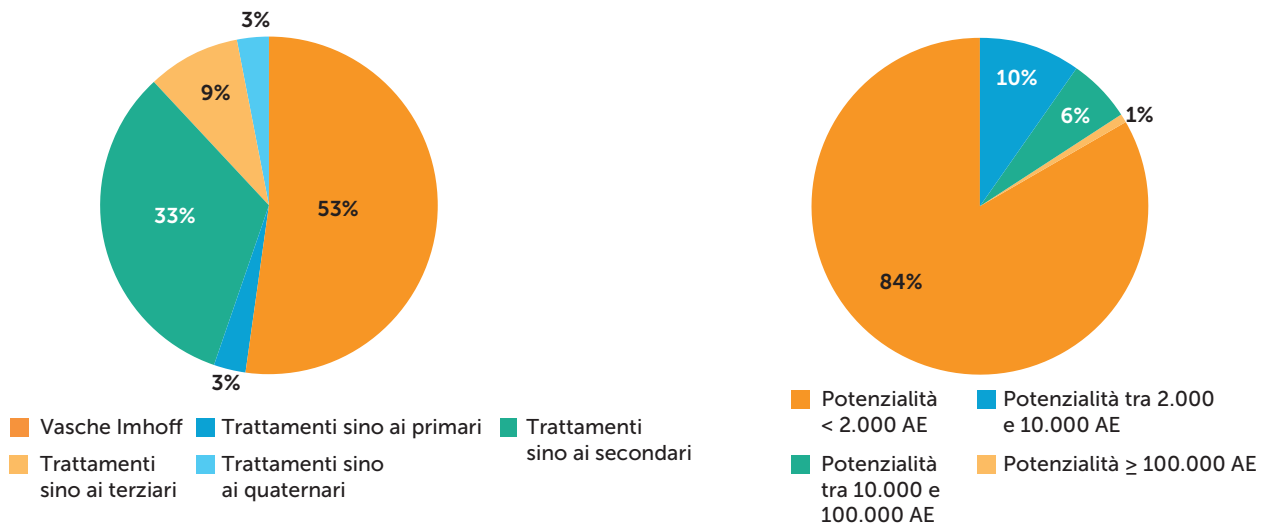
Altri aspetti infrastrutturali

Gli impianti di depurazione gestiti dagli operatori inclusi nel *panel* considerato sono risultati pari a 15.700; di questi, il 53% è costituito da vasche Imhoff (Fig. 5.38), mentre solo il 3% degli impianti svolge trattamenti molto avanzati. In termini di potenzialità di trattamento, l'84% del numero di impianti ha potenzialità inferiore a 2.000 AE, il 10% ha potenzialità compresa tra 2.000 e 10.000 AE, il 6% ha potenzialità inclusa tra 10.000 e 100.000 AE e circa l'1% ha potenzialità superiore a 100.000 AE, confermando i valori già illustrati nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

Nonostante l'elevata numerosità di impianti di depurazione di piccola dimensione, si evidenzia come la maggior parte del carico inquinante (espresso in AE) sia trattata da impianti dotati di un trattamento almeno secondario, con una netta prevalenza degli impianti fino ai trattamenti terziari (Fig. 5.39). Il maggior livello di complessità dei trattamenti è evidenziabile per le Regioni settentrionali e nell'area Sud e Isole, dove è massima la percentuale di carico inquinante sottoposta al trattamento più avanzato (34%); di contro la medesima percentuale è minima nelle Regioni del Centro (12%). Rileva considerare che, nell'ambito del processo di rifusione della direttiva 91/271/CEE, è stata introdotta una specifica nomenclatura per i trattamenti più avanzati, ovvero "trattamenti quaternari". A tale proposito, nell'ambito della rilevazione sulla qualità tecnica, tale terminologia è già stata introdotta, in sostituzione della precedente denominazione "terziari avanzati". Rispetto a quanto rilevato nell'anno di base, si nota dunque una lieve riduzione nella percentuale di carico inquinante sottoposto al trattamento più avanzato, riconducibile a una differente collocazione del carico inquinante precedentemente inserito nella categoria

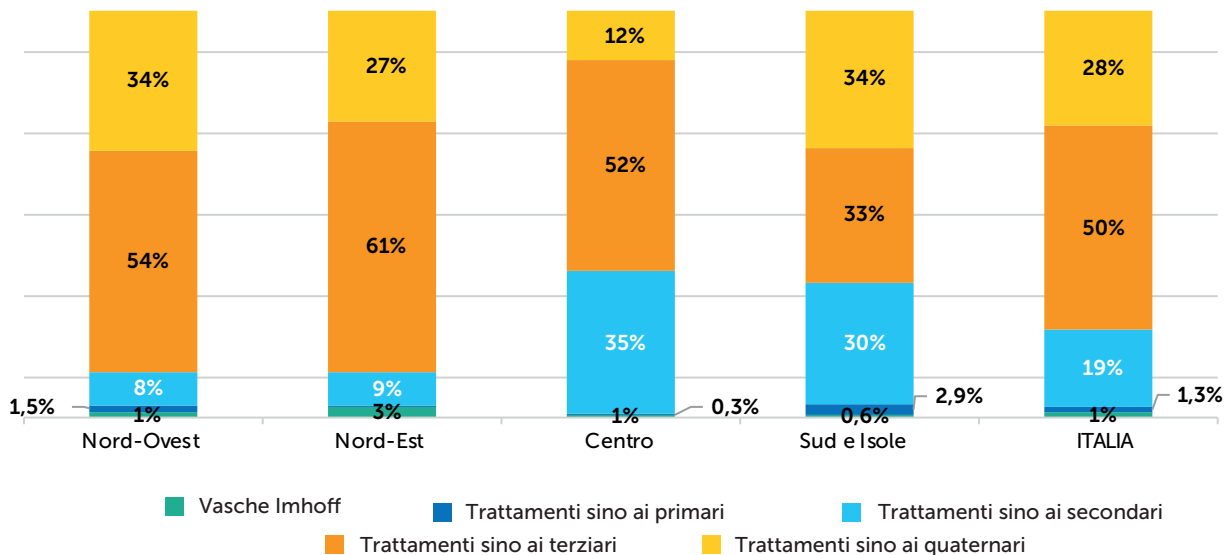
“terziario avanzato”, che in parte è stato attualmente attribuito alla categoria “terziario” da parte di alcuni gestori, probabilmente in ragione del mancato soddisfacimento di tutti i criteri richiesti dalla nuova direttiva in corso di approvazione.

FIG. 5.38 *Suddivisione del numero di impianti di depurazione in funzione dei trattamenti e della potenzialità*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta “Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)” (delibera 39/2024/R/idr).

FIG. 5.39 *Percentuale di reflui depurati per tipologia di trattamento, per area geografica*



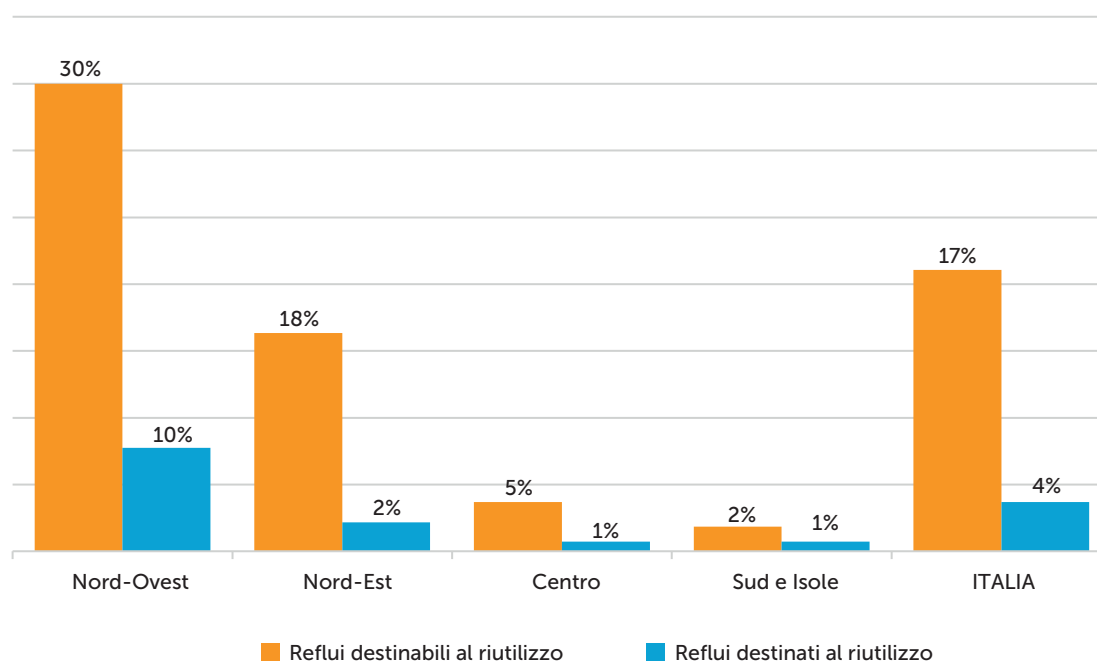
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta “Qualità tecnica – monitoraggio (RQT1 2024)” (delibera 39/2024/R/idr).

Il ricorso, da parte di una quota rilevante di gestori, a tecnologie di trattamento avanzate dei reflui presenta riflessi positivi anche in relazione al riutilizzo delle acque reflue depurate. Sulla base dei dati relativi al 2023 si evince come i volumi potenzialmente impiegabili per il riutilizzo costituiscono circa il 17% del volume complessivamente depurato, mentre i volumi effettivamente riutilizzati (principalmente per uso irriguo) si attestano a valori prossimi al 4% del volume complessivamente depurato (Fig. 5.40). I dati più recenti non mostrano ancora un significativo

trend di crescita rispetto ai dati registrati per il 2016, sebbene si attendano miglioramenti nei tassi di riutilizzo anche in ottemperanza delle più recenti normative volte a mitigare gli effetti negativi legati al *climate change*.

In merito ai consumi energetici, infine, i dati comunicati dai soggetti competenti hanno mostrato un'incidenza attribuibile al servizio di depurazione pari al 32% del consumo di energia elettrica complessivamente impiegata per il servizio idrico integrato, corrispondente a circa 0,37 kWh per metro cubo di volume depurato e a 35 kWh per abitante equivalente trattato, sostanzialmente stabili, pur a fronte del miglioramento conseguito in relazione ai macro-indicatori del servizio di depurazione.

FIG. 5.40 Percentuale di reflui depurati destinabili e destinati al riutilizzo per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi alla Raccolta "Qualità tecnica – monitoraggio (RQTI 2024)" (delibera 39/2024/R/idr).

Esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante RQTI per il biennio 2020-2021

Con la delibera 477/2023/R/idr, si è concluso il secondo procedimento di applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), che ha riguardato le *performance* dei gestori al termine del biennio 2020-2021. A differenza di quanto avvenuto per il primo procedimento, relativo alle *performance* per gli anni 2018 e 2019, la valutazione del raggiungimento o meno degli obiettivi di qualità è stata effettuata osservando i risultati cumulati al termine del biennio, in considerazione degli elementi di flessibilità introdotti dalla delibera 235/2020/R/idr, allo scopo di mitigare gli effetti dello stato di emergenza da Covid-19.

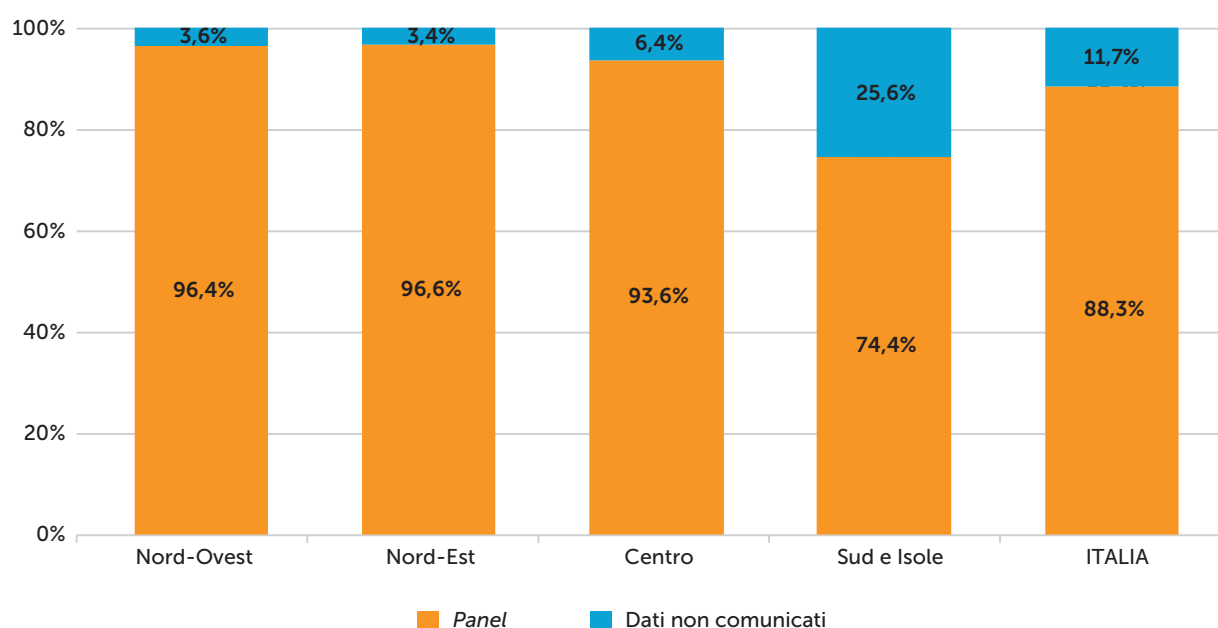
Le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione sono declinate, ai sensi del titolo 7 della RQTI, rispetto a cinque stadi di valutazione, secondo quanto illustrato nella tavola 5.4.

TAV. 5.4 Tavola sinottica degli stadi di valutazione per la qualità tecnica del SII

STADIO	LIVELLO	FATTORE PREMIALE	FATTORE DI PENALIZZAZIONE
Stadio I	Base	Posizionamento <i>ex post</i> delle gestioni che ne confermi la presenza in classe A, per ciascun macro-indicatore	Mancata conferma del posizionamento <i>ex post</i> in classe A, per ciascun macro-indicatore
Stadio II	Base	Posizionamento <i>ex post</i> delle gestioni a livelli che risultino migliori rispetto agli obiettivi definiti dall'Autorità, per ciascun macro-indicatore	Peggioramento <i>ex post</i> delle <i>performance</i> rispetto agli obiettivi definiti dall'Autorità, per ciascun macro-indicatore
Stadio III	Avanzato	Migliori tre operatori che risultino, <i>ex post</i> , nelle fasce di mantenimento dello <i>status</i> di cui alla classe A, per ciascun macro-indicatore	Peggiori tre operatori che non confermino, <i>ex post</i> , il mantenimento dello <i>status</i> all'interno della classe A, per ciascun macro-indicatore
Stadio IV	Avanzato	Migliori tre operatori che risultino aver conseguito, <i>ex post</i> , i miglioramenti più ampi rispetto agli obiettivi fissati, per ciascun macro-indicatore	Peggiori tre operatori che risultino aver conseguito, <i>ex post</i> , le <i>performance</i> peggiori rispetto agli obiettivi fissati, per ciascun macro-indicatore
Stadio V	Eccellenza	Migliori tre operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in classe A	-

Fonte: ARERA.

Al termine dell'istruttoria, le gestioni alle quali è stato applicato il meccanismo incentivante introdotto con la RQTI sono state 208, cui corrisponde una popolazione complessivamente servita pari a circa 51,4 milioni di abitanti, equivalenti all'88,3% della popolazione nazionale. In termini di copertura del campione, si sono rilevati tassi di risposta elevati per il Nord e il Centro, mentre si confermano carenze informative nell'area meridionale e insulare, sebbene tale dato risulti in aumento rispetto al precedente meccanismo incentivante (Fig. 5.55). Va tuttavia osservato che le gestioni che si collocano nella posizione più critica, dal punto di vista dell'attenzione alla qualità del servizio reso agli utenti, sono quelle non valutabili perché non censite, che servono poco meno del 12% della popolazione nazionale.

FIG. 5.41 Gestioni interessate dall'applicazione finale del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 107/2022/R/idr).

Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione

Nell'ambito del procedimento in parola, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante di cui al titolo 7 della RQTI, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 28 giugno 2023, 303/2023/R/idr. Più nello specifico, alle differenti tipologie di criticità individuate sono stati collegati determinati effetti, in termini di applicazione del meccanismo incentivante, in coerenza con quanto previsto dalla regolazione della qualità tecnica, secondo quanto illustrato nella tavola 5.6.

Una prima analisi che è possibile svolgere in relazione al procedimento istruttorio che si è concluso con la delibera 477/2023/R/idr, riguarda la rappresentazione delle gestioni a seconda della loro ammissibilità al procedimento oppure alla loro esclusione, distinguendo in prima battuta tra esclusioni legate all'assenza di uno o più requisiti di qualità tecnica e tutte le altre esclusioni.

TAV. 5.5 Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti

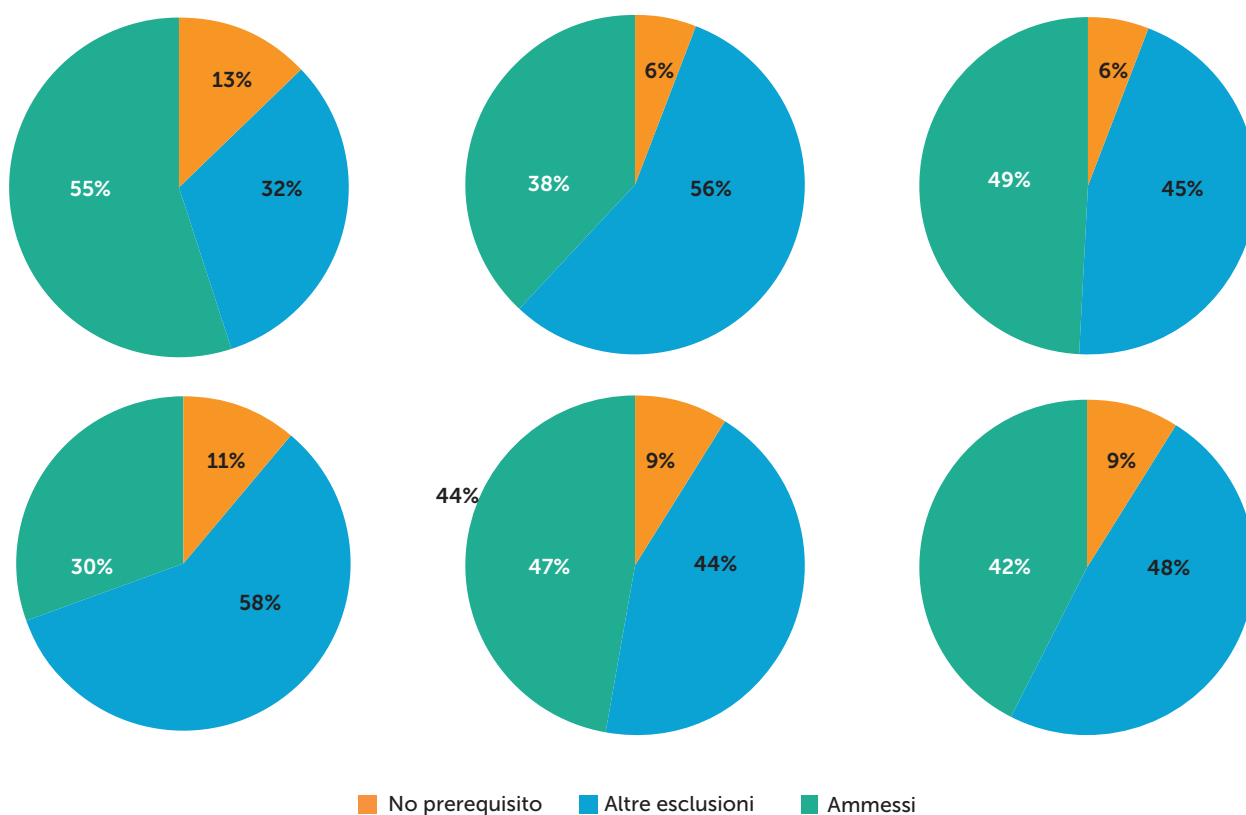
MACRO-CASISTICHE	ESITO REGOLATORIO	CASISTICHE DI DETTAGLIO
Applicabilità delle penalità massime	Penalità di cui al punto 1, lettera b) della delibera 107/2022/R/idr	Mancato invio dei dati RQTI 2020-2021 e della documentazione richiesti entro il termine massimo
		Grave incompletezza della documentazione inviata, assimilabile a un mancato invio
Valutazioni preliminari di ammissibilità al meccanismo incentivante	Esclusione da tutti gli stadi	Servizio non gestito
		Mancato invio dei dati dell'anno base (2019) entro il termine del 31 dicembre 2020
		Mancata validazione dei dati da parte degli EGA
		Schema di convergenza
		Istanza per mancanza di prerequisite
		Istanza per eventi imprevedibili e imprevedibili
		Istanza per aggregazione gestionale(A)
		Istanza obiettivi cumulati su base biennale(B)
	Esclusione dalle premialità in tutti gli stadi	Mancato invio predisposizione tariffaria MTI-3 aggiornamento
		Omesso versamento componenti perequative per il SII
Invio dati 2020-2021 successivo al 30 aprile 2022 o mancato invio dei registri (laddove richiesti) entro il 3 ottobre 2022		
Verifiche relative ai dati e ai documenti inviati	Esclusione dalle premialità in tutti gli stadi	Incompletezze o incongruenze
		Registri incompleti
		Dichiarazioni non suffragate da evidenze documentali
	Esclusione dagli stadi I, II e IV	Esclusione dei dati dell'anno base per mancanza di confrontabilità con i dati più recenti
	Esclusione dalle premialità degli stadi I, II e IV	Richiesta di modifica ex post dei dati dell'anno base
Ammissibilità allo stadio di eccellenza	Esclusione dallo stadio V	Assenza di macro-indicatori in classe A
		Gestione non valutabile per tutti i macro-indicatori previsti

(A) Esclusione della quota parte di dati afferente al gestore acquisito.

(B) Istanza applicata a tutte le gestioni per le annualità 2020-2021, ai sensi della delibera 235/2020/R/idr.

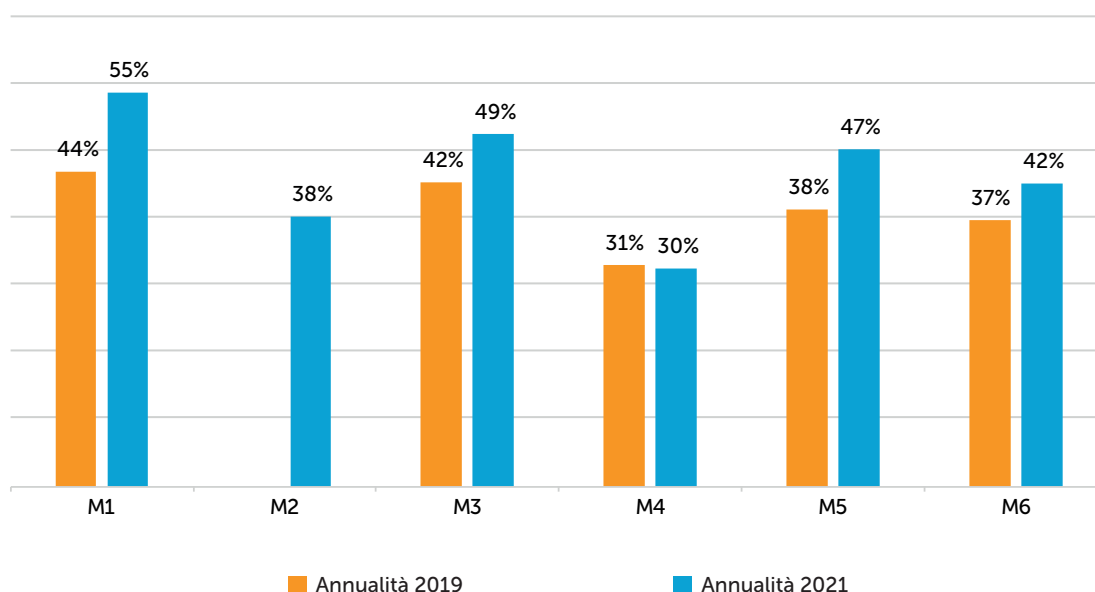
Osservando ciascun macro-indicatore considerato ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante per il biennio 2020 e 2021, si può concludere che si sono registrati tassi di ammissibilità superiori per il macro-indicatore M1 – "Perdite idriche" previsto per il servizio di acquedotto. Per contro, il macro-indicatore M4 – "Adeguatezza del sistema fognario" è quello che ha presentato le maggiori criticità in termini di ammissibilità al meccanismo (Fig. 5.42). La causa di esclusione legata all'assenza di uno o più requisiti previsti dall'RQTI è risultata maggiormente rilevante per gli indicatori sulle "Perdite idriche" (M1) e sull'"Adeguatezza del sistema fognario" (M4), dovuta alla presenza di un numero più rilevante di piccole gestioni che hanno presentato tale problematica, subito seguiti dagli indicatori relativi al servizio di depurazione (M5 – "Smaltimento fanghi in discarica" e M6 – "Qualità dell'acqua depurata").

FIG. 5.42 *Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (anno 2021).*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.43 Confronto tra le quote di gestioni ammesse nel 1° e nel 2° biennio di applicazione del meccanismo incentivante

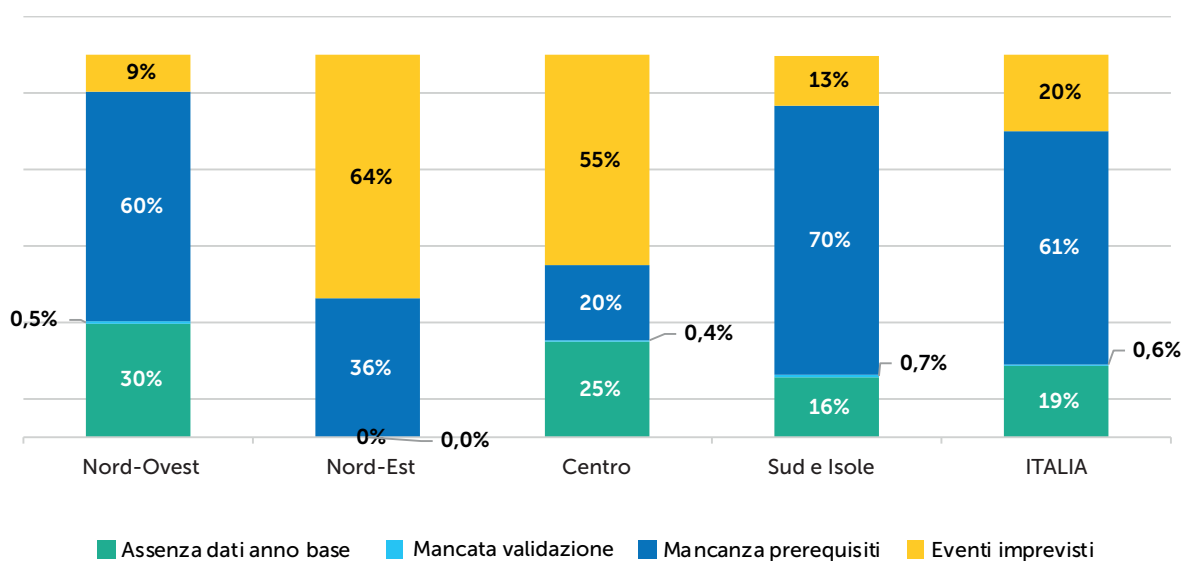


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Rispetto agli esiti del primo biennio di applicazione del meccanismo incentivante della qualità tecnica, si rileva – nel complesso – un incremento delle quote di gestioni ammesse per tutti i macro-indicatori, fatta la sola eccezione per il macro-indicatore M4, che ha presentato nuovamente maggiori criticità in termini di adeguatezza dei dati comunicati, rispetto agli altri macro-indicatori (Fig. 5.43).

In relazione alle casistiche che hanno portato a un esito regolatorio di esclusione da tutti gli stadi per uno o più macro-indicatori, si rileva a livello nazionale un'incidenza significativa, in termini di popolazione servita dalle gestioni interessate dal provvedimento, delle istanze formulate per assenza di conseguimento dei prerequisiti introdotti dalla medesima regolazione della qualità tecnica, che costituiscono i requisiti minimi di accesso al meccanismo incentivante (61% del campione interessato da esclusioni, valutato in termini di popolazione servita). Tra questi, rileva in particolare il prerequisito legato all'assolvimento degli obblighi di collettamento e trattamento delle acque reflue definiti dalla direttiva 91/271/CEE (Fig. 5.44). A livello locale, si nota inoltre il ricorso – in talune realtà in modo più accentuato – a ulteriori forme di flessibilità introdotte dall'RQTI, mediante l'avanzamento di istanze legate a eventi imprevedibili o comunque al di fuori della responsabilità del gestore. Le citate istanze, sottoposte al vaglio degli enti competenti, sono state successivamente verificate puntualmente dagli Uffici dell'Autorità al fine di accertarne l'adeguatezza ai principi regolatori. Si evidenziano infine residuali casistiche di esclusione per mancata validazione dei dati da parte del pertinente Ente di governo e per l'adozione dello schema di convergenza introdotto con il metodo tariffario idrico MTI-3 (quest'ultima casistica non è stata rappresentata nella figura 5.44 perché prossima allo zero).

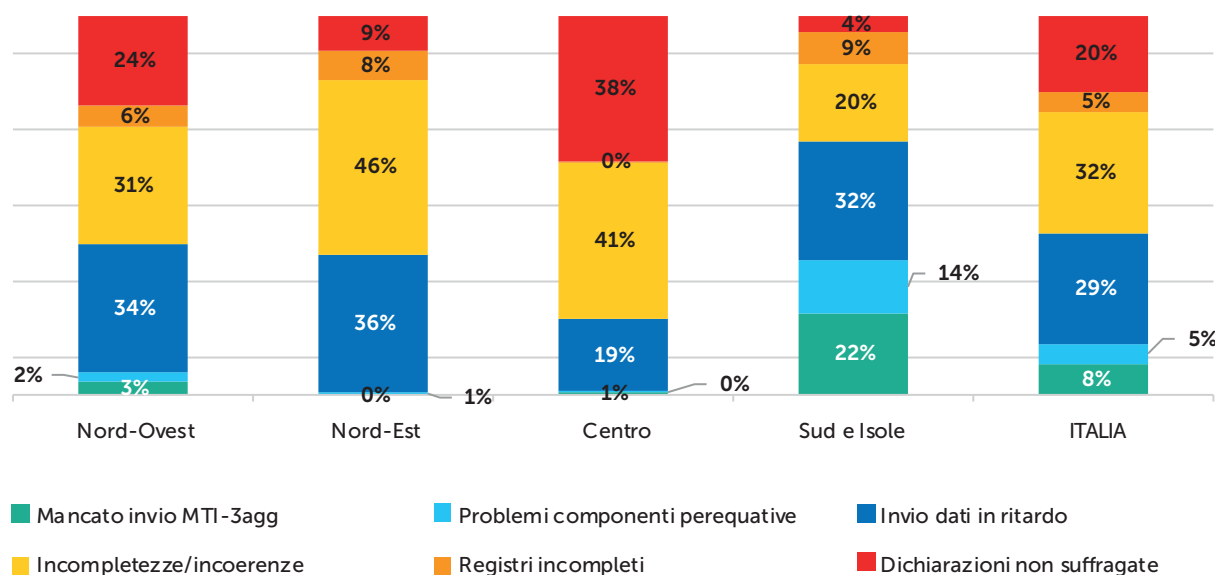
FIG. 5.44 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione da tutti gli stadi per almeno un macro-indicatore (anno 2021).*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Come precedentemente accennato, l'Autorità ha inoltre tipizzato alcune criticità rilevate nel corso delle istruttorie, per le quali è stato individuato un esito regolatorio di esclusione dalle sole premialità previste dall'RQTI. Come mostrato nella figura 5.45, a livello nazionale le casistiche prevalenti sono riconducibili a incompletezze o incongruenze di entità non grave, presenti nei documenti trasmessi all'Autorità, ivi inclusi i registri di qualità, richiesti a un rilevante numero di gestioni nel corso dell'attività istruttoria. Si evidenzia, in secondo luogo, una problematica di mancato rispetto dei termini previsti per la consegna della documentazione necessaria alle analisi istruttorie. Tra le ulteriori casistiche individuate, si citano le problematiche di mancata ottemperanza a taluni obblighi regolatori, quali il mancato invio dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria ai sensi della delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr ("Metodo tariffario idrico MTI-3") e l'omesso versamento delle componenti perequative del servizio idrico integrato, tra le quali la componente UI2, istituita all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr, per finanziare la "promozione della qualità dei servizi di acquedotto, fognatura e depurazione".

FIG. 5.45 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle sole premialità per almeno un macro-indicatore (anno 2021).*

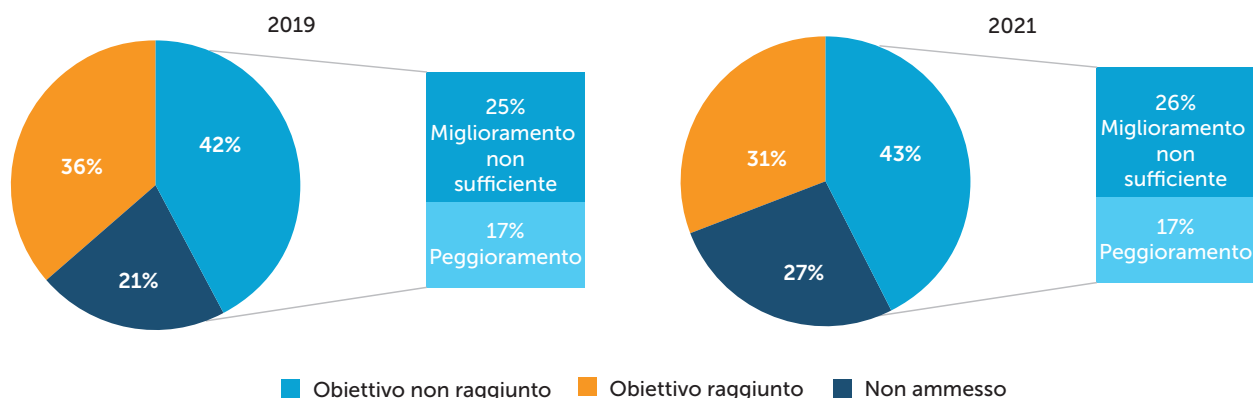


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

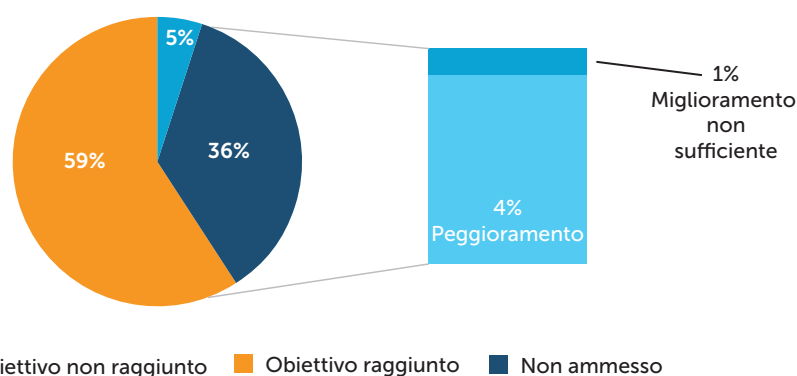
Livello di valutazione base: raggiungimento degli obiettivi di qualità tecnica

A valle degli approfondimenti volti a stabilire l'ammissibilità al meccanismo incentivante di ciascun macro-indicatore di qualità tecnica, si è proceduto a valutare il grado di conseguimento degli obiettivi definiti per gli anni 2020 e 2021. In relazione al servizio di acquedotto, sono stati presi in considerazione i macro-indicatori M1 – "Perdite idriche", M2 – "Interruzioni del servizio" e M3 – "Qualità dell'acqua erogata".

Osservando l'indicatore sulle perdite idriche (Fig. 5.46) si nota una lieve riduzione, tra l'anno 2019 e l'anno 2021, della percentuale di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi previsti, seppure a fronte di un valore percentuale costante delle gestioni che hanno peggiorato la propria situazione (17%). Si evidenzia anche l'aumento del valore percentuale delle gestioni escluse dal meccanismo incentivante.

FIG. 5.46 Macro-indicatore M1 – “Perdite idriche”

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.47 Macro-indicatore M2 – “Interruzioni del servizio”

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

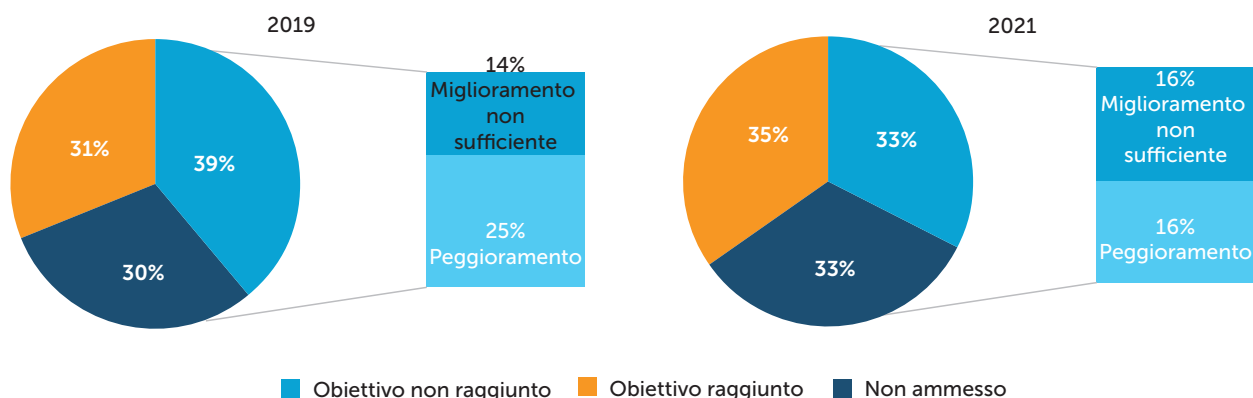
A partire dal biennio 2020-2021 viene valutato, ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante, anche il macro-indicatore M2 – “Interruzioni del servizio”, definito come somma delle durate delle interruzioni programmate e non programmate annue, moltiplicate per il numero di utenti finali serviti soggetti alla interruzione stessa (incluse le utenze indirette³⁵), e rapportata al numero totale di utenti finali serviti dal gestore³⁶. Osservando il grafico relativo all'anno 2021 (Fig. 5.47), si può notare che pur essendo alta la percentuale delle gestioni escluse dal meccanismo incentivante (36%), buona parte delle gestioni ammesse hanno conseguito gli obiettivi previsti (in termini di popolazione servita).

In relazione al macro-indicatore M3 – “Qualità dell'acqua erogata” (Fig. 5.48), emerge un aumento del tasso di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi di miglioramento al termine del biennio in considerazione e, parallelamente, anche una riduzione dei soggetti che hanno peggiorato la propria situazione. Viceversa, si rileva un leggero aumento della popolazione servita da gestori che non risultano ammessi al meccanismo incentivante.

³⁵ Unità abitative sottese a un'utenza condominiale o raggruppata.

³⁶ Sempre inclusive delle utenze indirette.

FIG. 5.48 Macro-indicatore M3 – “Qualità dell’acqua erogata”

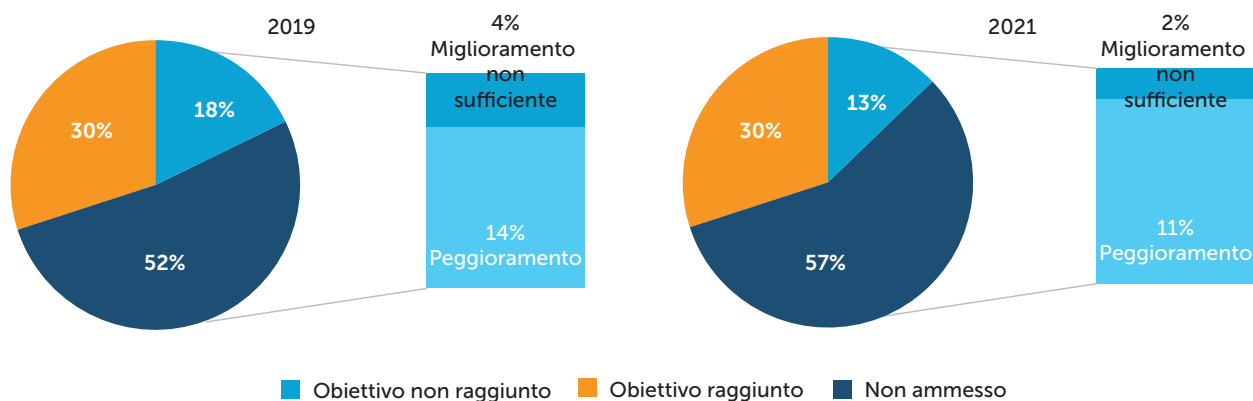


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull’applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

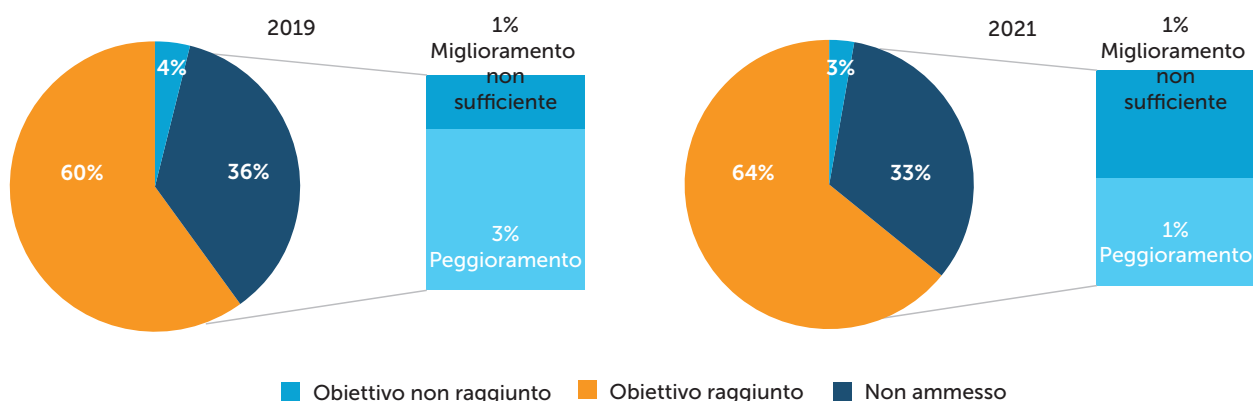
Per il macro-indicatore M4 – “Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena” (Fig. 5.49), si registra, al termine del biennio, una sostanziale stabilità del tasso delle gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi, a fronte tuttavia di un leggero incremento delle gestioni non ammesse al meccanismo, spesso a causa di incompletezze o incongruenze nei documenti consegnati. È tuttavia diminuito il peso delle gestioni che hanno peggiorato la propria posizione.

Il macro-indicatore M5 – “Smaltimento fanghi in discarica” (Fig. 5.50) è quello che ha registrato i migliori risultati in termini di conseguimento degli obiettivi nell’anno 2021 (64%), incrementando anche le *performance* del biennio precedente. Il livello percentuale di gestioni che non hanno raggiunto gli obiettivi (in termini di popolazione servita) è molto basso, se confrontato con gli altri indicatori, ed è ancora più bassa la percentuale di popolazione servita da gestioni che hanno peggiorato la propria situazione, a fronte di un tasso di mancata ammissibilità in linea con gli esiti del precedente meccanismo incentivante.

FIG. 5.49 Macro-indicatore M4 – “Adeguatezza normativa degli scaricatori di piena”.

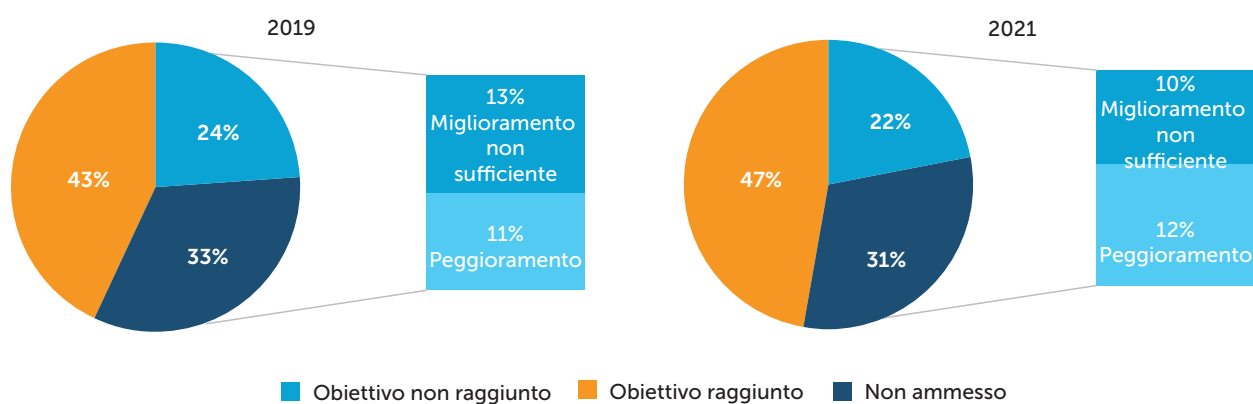


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull’applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.50 Macro-indicatore M5 – “Smaltimento fanghi in discarica”

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Per il macro-indicatore relativo alla qualità dell'acqua depurata (Fig. 5.51), si sono registrati miglioramenti tra il 2019 e il 2021, con un tasso di gestioni (in termini di popolazione servita) che hanno conseguito gli obiettivi, incrementato di circa 4 punti percentuali, a fronte di una sostanziale stabilità delle esclusioni dal meccanismo e del tasso di peggioramento rispetto agli obiettivi.

FIG. 5.51 Macro-indicatore M6 – “Qualità dell'acqua depurata”

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Livelli di valutazione avanzato e di eccellenza: le graduatorie delle gestioni

Il livello di valutazione avanzato prevede la comminazione di premi o penalità tramite la costruzione di graduatorie per ciascun macro-indicatore e in ciascuna annualità, nei seguenti due stadi:

- stadio III, caratterizzato dall'attribuzione di un fattore premiale agli operatori che risultino, *ex post*, i migliori tre nelle fasce di mantenimento dello *status* di cui alla classe A, e dall'attribuzione di un fattore di penalizzazione ai peggiori tre operatori tra quelli che non hanno confermato il mantenimento dello *status* all'interno della classe A;
- stadio IV, caratterizzato dall'attribuzione di un fattore premiale ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i miglioramenti più ampi rispetto agli obiettivi fissati e, parallelamente, dall'attribuzione di una pena-

lizzazione ai tre operatori che risultino aver conseguito, *ex post*, i peggioramenti più ampi rispetto ai medesimi obiettivi.

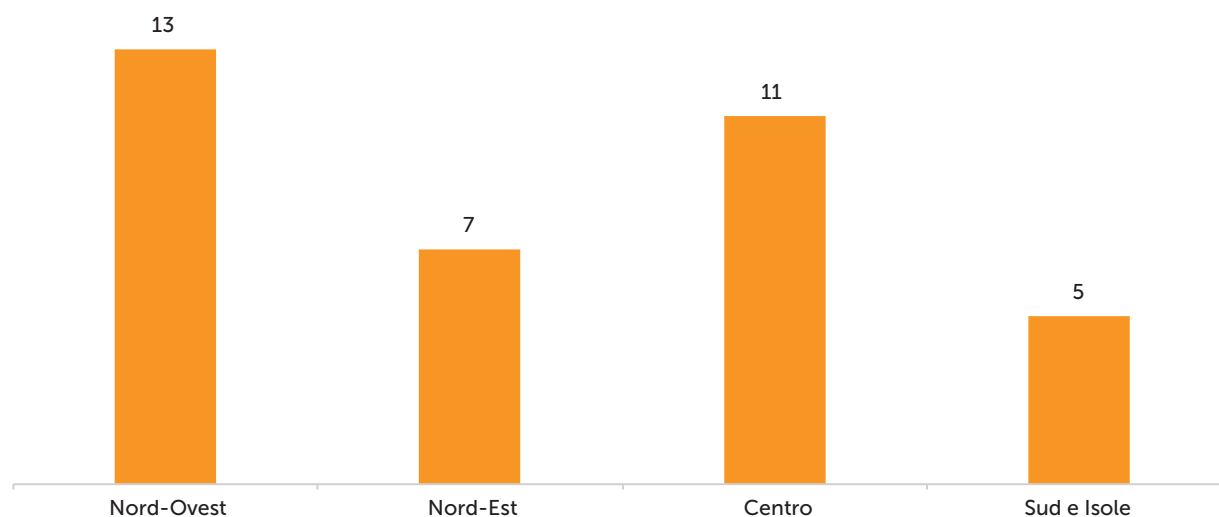
Tale livello di valutazione prevede dunque di premiare le eccellenze, per ciascun macro-indicatore, dal momento che i premiati sono i primi tre classificati per ciascuno stadio. Con riferimento alle penalità, invece, per gli ultimi tre classificati non si può parlare di condizione peggiore in assoluto, dal momento che tali gestioni sono risultate essere le peggiori tra quelle ammesse alla graduatoria, mentre non risultano classificabili le gestioni escluse (tra le quali sono sicuramente in peggiori condizioni quelle che hanno rilevato una mancanza di prerequisite) e le gestioni che si sono sottratte alla valutazione non comunicando (o non rilevando) gli indicatori di qualità tecnica.

Il livello di eccellenza – espresso con lo stadio V di valutazione –, infine, prevede la costruzione di una graduatoria finalizzata a premiare i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, esprimendo pertanto un giudizio sintetico e complessivo sull'operato delle gestioni.

Di fatto, dunque, il numero totale di podi³⁷ è pari a 39, confrontandosi 6 macro-indicatori per 2 stadi di valutazione per 3 posizioni, cui si aggiungono le 3 posizioni dello stadio di eccellenza.

Nelle rappresentazioni grafiche è evidenziato il posizionamento geografico delle gestioni risultate sul podio degli stadi III e IV (livello avanzato) nel biennio 2020-2021, ovvero classificate nelle prime tre posizioni premiali nell'ambito delle graduatorie per singolo macro-indicatore³⁸. A livello di area geografica (Fig. 5.52), primeggia il Nord-Ovest (13 posizioni sul podio), seguito a breve distanza dal Centro (11), mentre il Sud ha guadagnato 5 podi nell'arco del biennio considerato.

FIG. 5.52 Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per area geografica di appartenenza



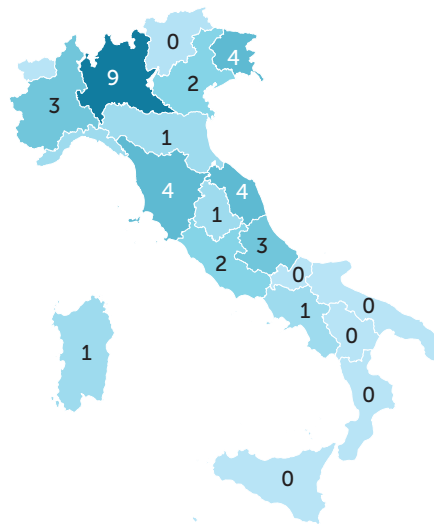
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

³⁷ Intendendosi con il termine "podio" le sole posizioni di premialità.

³⁸ Per un totale di 36 posizioni sul podio.

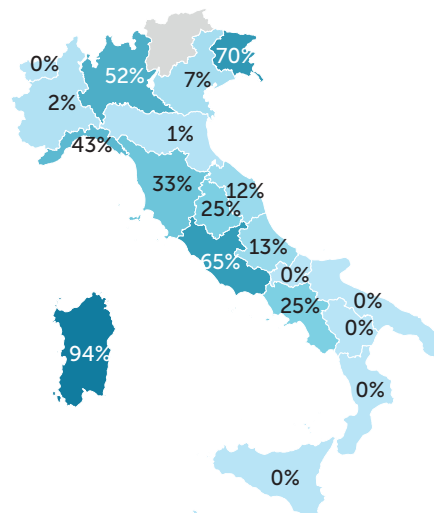
A livello regionale (Fig. 5.53) primeggia la Lombardia (9 podi), seguita a distanza da Marche, Toscana e Friuli-Venezia Giulia (con 4 podi ciascuna), da Abruzzo e Piemonte (con 3 podi), e ancora da Lazio e Veneto (2 podi) ed Emilia-Romagna³⁹, Umbria, Campania e Sardegna (1 podio). Rimangono poi sette Regioni che non conquistano alcun podio: Valle d'Aosta, Liguria, Molise, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia.

FIG. 5.53 Posizionamento delle gestioni risultate sul podio per Regione di appartenenza (nell'arco del biennio)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.54 Percentuale della popolazione residente regionale servita da un gestore risultato sul podio



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

³⁹ Come evidenziato più avanti, tuttavia, la Regione Emilia-Romagna vede 2 gestioni sul podio dello stadio di eccellenza (stadio V), che considera le performance rilevate per il complesso dei macro-indicatori.

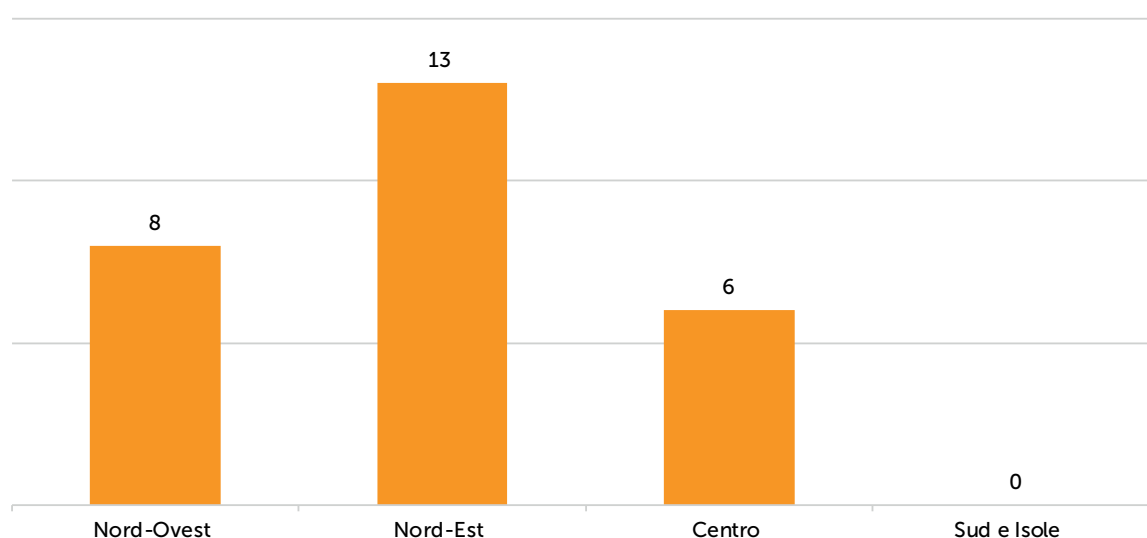
Al di là del numero delle gestioni risultate sul podio, tuttavia, può essere interessante anche valutare l'impatto di tali gestori in termini di popolazione residente servita. Nella figura che segue (Fig. 5.54) è evidenziata la percentuale di popolazione residente servita da un gestore risultato sul podio per almeno un macro-indicatore. Percentuali di popolazione basse, associate a un numero di podi relativamente più alto, possono essere l'effetto di gestori di dimensione relativamente contenuta che hanno ottenuto il podio per più di un macro-indicatore.

Al contrario, si osservano i casi delle regioni Sardegna e Lazio dove, a fronte di un numero di podi contenuto, si ha un'alta percentuale di popolazione servita premiata. Infatti, in Sardegna, sul podio per un solo macro-indicatore, la popolazione residente servita è vicina al 94%, mentre nel Lazio, a fronte di due podi, la popolazione servita è pari al 65%, per effetto della dimensione dei gestori premiati.

Focalizzandosi sul livello di eccellenza, si osserva che la partecipazione alla graduatoria dello Stadio V è prevista, ai sensi del comma 26.2 della RQTI, per gli operatori "con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in classe A". La caratteristica di non ammettere i gestori che non posseggono macro-indicatori in classe A e di dover partecipare per tutti i macro-indicatori valutati esclude, di fatto, la maggioranza delle gestioni dallo stadio in considerazione, anche per effetto delle casistiche di esclusione indicate nell'allegato A alla delibera 183/2022/R/idr⁴⁰. Le graduatorie dello stadio V sono, dunque, risultate popolate da 27 gestioni nel biennio di valutazione 2020-2021.

La suddivisione per area geografica (Fig. 5.55) evidenzia come la stragrande maggioranza delle gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza sia collocata nel Nord del Paese, con una piccola rappresentanza di gestori del Centro e nessuna presenza di gestori del Sud e delle Isole.

FIG. 5.55 Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

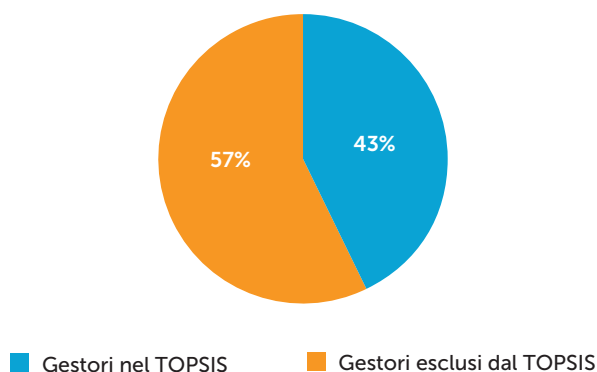
⁴⁰ Di cui al precedente paragrafo "Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione".

FIG. 5.56 Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per Regione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

La rappresentazione per Regione (Fig. 5.56) evidenzia la concentrazione delle gestioni che partecipano al livello di eccellenza in sole 8 Regioni: Veneto ed Emilia-Romagna guidano con 6 presenze, seguite dalla Toscana (5 gestioni) e dalla Lombardia (4). Partecipano, inoltre, con due gestori ciascuna Piemonte e Liguria, mentre Friuli-Venezia Giulia e Marche sono presenti con una gestione ciascuna.

È interessante notare che la percentuale della popolazione residente italiana servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (Fig. 5.69) si colloca intorno al 43%.

FIG. 5.57 Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Al di là della semplice ammissione allo stadio di eccellenza, le gestioni sul podio dello stadio V nel 2021 risultano concentrate in Emilia-Romagna – che occupa la 1^a e la 3^a posizione – e in Lombardia – che detiene la 2^a posizione –.

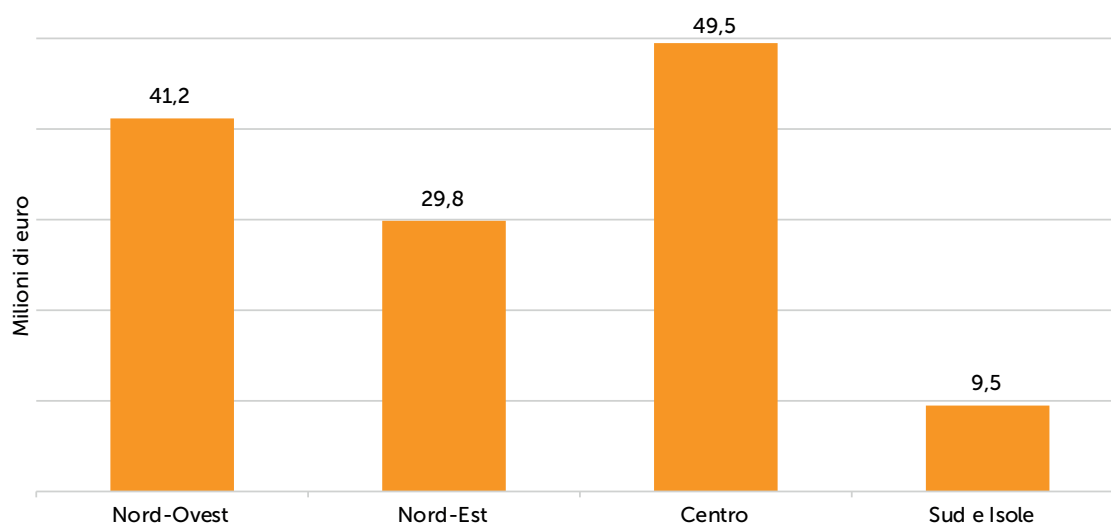
Premialità e penalità attribuite

Il meccanismo ha attribuito premialità per complessivi 129.953.404 euro per il biennio cumulato di valutazione 2020-2021. Ai fini della quantificazione dei premi rileva, da un lato, il gettito complessivo della componente UI2 – dal momento che il 50% della medesima è destinato alla copertura delle premialità degli stadi di valutazione base – e, dall'altro, la dimensione delle gestioni che si collocano nelle prime tre posizioni nelle graduatorie per ciascun macro-indicatore (stadi di valutazione di livello avanzato) o nel complesso del meccanismo (stadio di valutazione di eccellenza).

Gli importi più elevati sono stati attribuiti nelle aree del Centro, seguiti dagli importi attribuiti all'area del Nord-Ovest. Seguono distaccati il Nord-Est e, soprattutto, il Sud e le Isole, in cui le premialità attribuite sono risultate considerevolmente ridotte (Fig. 5.58).

La lettura degli importi suddivisi per Regione (Fig. 5.59) evidenzia come in 5 Regioni non siano stati attribuiti premi (Valle d'Aosta, Basilicata, Molise, Calabria e Sicilia⁴¹), in 2 Regioni le premialità abbiano superato i 20 milioni di euro (Lazio e Lombardia) e siano state di poco inferiori in Emilia-Romagna (17,5), mentre nel Sud e nelle Isole abbiano superato il milione di euro di premi solo la Campania e la Sardegna. Si ribadisce che l'importo in valore assoluto attribuito a ciascuna Regione dipende dalla numerosità dei gestori risultanti in una casistica di premialità, dalla circostanza che i macro-indicatori premiati siano stati relativi a obiettivi più sfidanti di altri, nonché dalla dimensione del gestore, per quanto riguarda gli Stadi avanzati e di eccellenza.

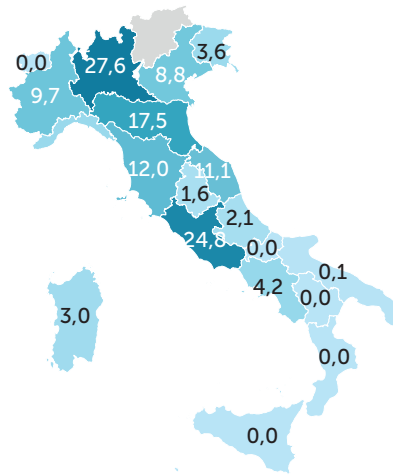
FIG. 5.58 Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2020-2021



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

41 Le Province autonome di Trento e Bolzano sono escluse dal meccanismo incentivante della qualità tecnica per gli anni in considerazione.

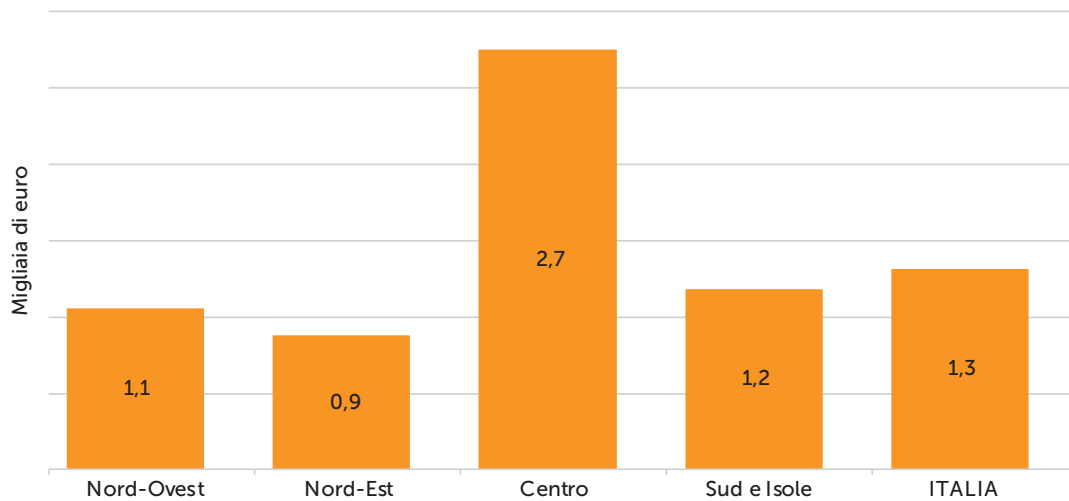
FIG. 5.59 Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2020-2021 (in milioni di euro)



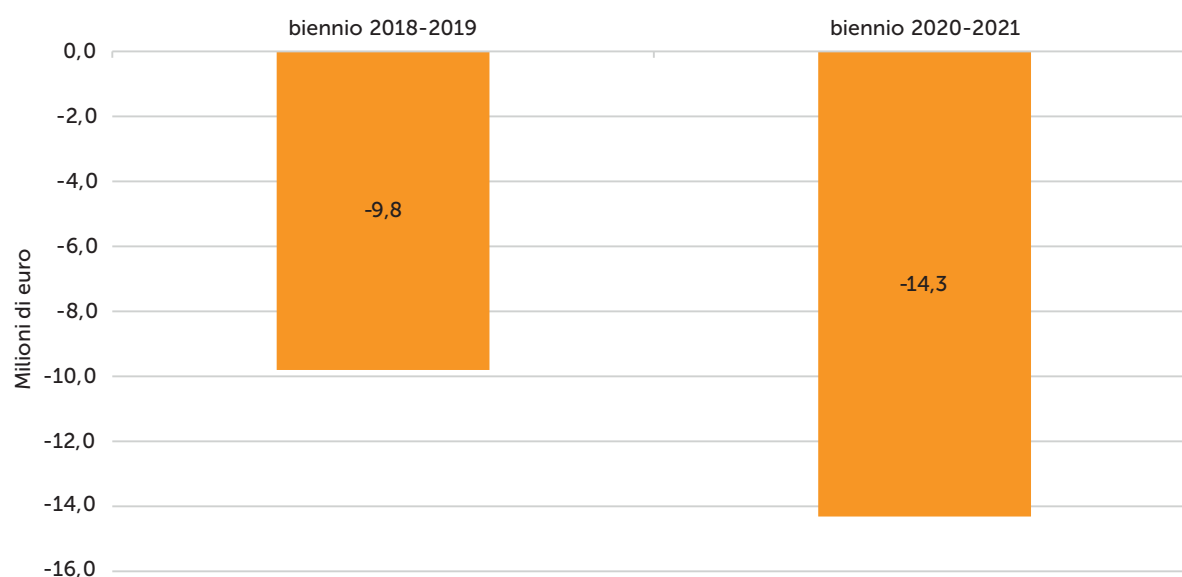
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

L'entità delle premialità medie attribuite per gestione (Fig. 5.60) è massima nel Centro, per la presenza di alcuni grandi operatori nelle graduatorie degli stadi avanzati; mentre risultano sostanzialmente allineate nelle rimanenti aree geografiche.

FIG. 5.60 Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

FIG. 5.61 Penali comminate per biennio di valutazione

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per il biennio 2020-2021 (delibera 477/2023/R/idr).

Con riferimento alle penalità, invece, il calcolo dei valori assoluti⁴² per gli stadi di base non è solo funzione dell'importo da suddividere ma risente, da un lato, della dimensione del gestore – al fine di evitare che gli importi comminati risultino eccessivi per quelli di minore dimensione – e, dall'altro, dell'entità del mancato raggiungimento dell'obiettivo (a un minore scostamento dall'obiettivo corrisponde una minore penalità, e viceversa).

Ne risultano, dunque, penalità complessive (Fig. 5.61) per un totale di poco più di 14 milioni di euro per il biennio di valutazione 2020-2021, in aumento rispetto alle penalità comminate nel biennio precedente.

Impatto della qualità tecnica sui Programmi degli interventi e misure a sostegno della pianificazione

Come approfonditamente illustrato nel Volume II della presente *Relazione Annuale*, nel corso del 2023 è stata data pressoché piena allocazione alle linee di finanziamento del pacchetto *Next Generation* EU che hanno interessato il servizio idrico integrato, e per le quali l'Autorità ha prestato il proprio contributo nell'ambito della valutazione delle proposte di volta in volta presentate. Alle risorse già assegnate, tra la fine del 2021 e i primi mesi del 2023, dalle linee M2C4-I4.1 e M2C4-I4.2 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), rivolte al finanziamento, rispettivamente, di interventi in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico e di interventi nelle reti di distribuzione dell'acqua per la riduzione delle perdite tramite la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti, nonché dall'Asse IV del Programma operativo nazionale "Infrastrutture e Reti" 2014-2020 (PON IeR), nell'ambito del programma REACT-EU, avente sempre ad oggetto la riduzione delle perdite di

42 Come previsto dall'art. 29 della RQTI.

rete in alcune Regioni del Mezzogiorno, si sono aggiunti i circa 600 milioni stanziati, con decreto 9 agosto 2023, n. 262 del MASE, dalla linea M2C4-I4.4 del PNRR, destinati al sostegno di interventi per l'ammodernamento delle infrastrutture di fognatura e depurazione (anche al fine di superare le procedure di infrazione comunitaria). Con riferimento poi alla richiamata linea M2C4-I4.2, si registra il recente stanziamento, con il decreto 8 aprile 2024, n. 154 del MEF, di risorse aggiuntive per complessivi 1,024 miliardi di euro per i progetti che erano risultati ammissibili nelle precedenti finestre temporali ma che non sono stati finanziati per esaurimento di fondi, risorse che sono state allocate con il decreto direttoriale 6 maggio 2024, n. 203, del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Le ultime misure approvate hanno permesso di contribuire alla spesa per investimenti infrastrutturali nel servizio idrico integrato per quasi 4 miliardi di euro (3,979 mld) in un arco temporale compreso tra il 2021 e il 2026.

Nel campo delle politiche di sostegno del settore idrico a livello nazionale, nel 2023 sono proseguite poi le erogazioni delle risorse destinate al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico – adottato con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° agosto 2019 –, al fine di portare a compimento le attività di programmazione e realizzazione degli interventi contenuti nell'allegato 1 al richiamato DPCM, necessari alla mitigazione dei danni connessi a fenomeni di scarsità idrica, tramite il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche.

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito le istruttorie inerenti all'aggiornamento biennale, per gli anni 2022 e 2023, degli schemi regolatori trasmessi dagli Enti di governo dell'ambito competenti per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 (MTI-3), ai sensi della delibera 639/2021/R/idr, con le modalità e gli schemi tipo previsti dalla determina 1/2022 – DSID del 18 marzo 2023, che hanno riguardato, tra le altre, la verifica di coerenza dei Programmi degli interventi (PdI) e dei Piani delle opere strategiche (POS) con gli altri atti che compongono lo schema regolatorio e con gli obiettivi di qualità tecnica previsti nel territorio di riferimento, nonché il corretto recepimento, nelle richiamate pianificazioni, delle prime risorse stanziati dal citato pacchetto *Next Generation* EU, come richiamate all'inizio del presente paragrafo.

Nei successivi paragrafi saranno fornite le principali evidenze relative alle attività di pianificazione degli investimenti del servizio idrico integrato, risultanti dalle richiamate istruttorie inerenti all'aggiornamento biennale degli schemi regolatori MTI-3. Infine, si darà conto dell'avanzamento dell'attività di monitoraggio degli interventi ammessi al finanziamento con le risorse del Piano nazionale e dell'assegnazione dei finanziamenti del citato pacchetto *Next Generation* EU.

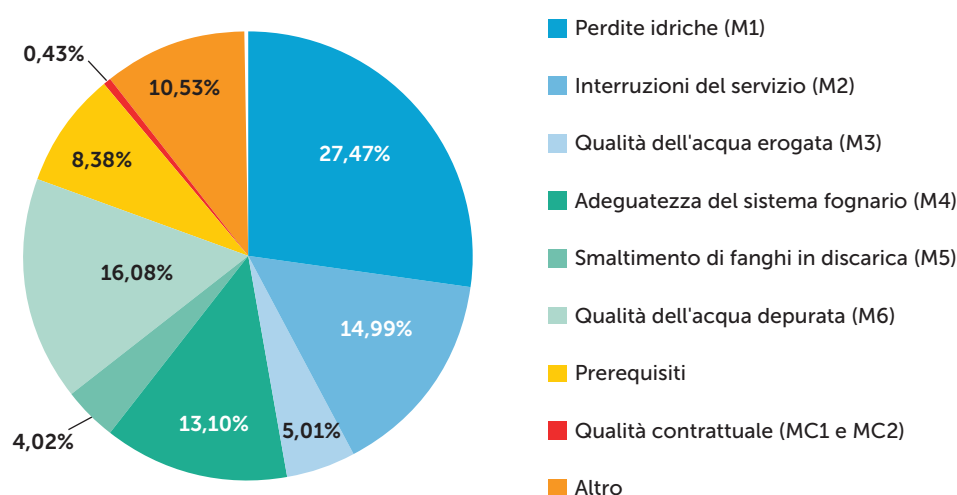
Programmi degli interventi trasmessi e Piani delle opere strategiche ai fini dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2022-2023

In continuità con quanto fatto lo scorso anno, l'analisi del fabbisogno di investimenti del servizio idrico integrato per il periodo 2022-2023 è stata condotta a partire da un campione che include tutte le gestioni con PdI rientranti in schemi regolatori approvati dall'Autorità ai sensi della 12 settembre 2023, delibera 639/2019/R/idr alla data del 30 maggio 2024, nonché quelle con schemi regolatori non ancora approvati, ma per i quali sono state avviate da parte dell'Autorità le relative istruttorie per valutare la coerenza degli investimenti contenuti nei richiamati piani – elaborati secondo le indicazioni di cui alla determina 1/2022-DSID – rispetto al recepimento degli obiettivi di qualità tecnica e ai piani tariffari validati e trasmessi dagli EGA competenti. Si tratta nello specifico di

134 gestioni che servono complessivamente 48.894.099 abitanti, in crescita rispetto al campione del precedente anno⁴³. L'analisi ha potuto beneficiare in particolare degli ulteriori schemi regolatori pervenuti dalle aree geografiche del Nord-Ovest e del Sud e Isole.

La distribuzione del fabbisogno di investimenti (al lordo dei contributi) a livello nazionale, risultante per il biennio 2022-2023 dai Pdl analizzati (Fig. 5.62), conferma il peso degli investimenti destinati alla riduzione delle perdite idriche (che guida le priorità nella pianificazione del settore sin dalle prime rilevazioni effettuate dall'Autorità nel 2019), rafforzandolo per il duplice effetto dell'iniezione di risorse stanziata per il medesimo scopo dal PNRR e dal REACT-EU (già rappresentato nella scorsa *Relazione Annuale*), e della maggiore popolazione del campione del Sud e delle Isole.

FIG. 5.62 Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Gli investimenti pianificati per il miglioramento del macro-indicatore M1 si attestano al 27,47% di quelli programmati nel biennio, staccando di più di dieci punti percentuali il secondo gruppo di investimenti in ordine di priorità di obiettivo, quelli destinati al miglioramento della qualità dell'acqua depurata (macro-indicatore M6), al 16,1%, seguiti da quelli per la riduzione delle interruzioni idriche (intercettati dal macro-indicatore M2), al 14,99%, e da quelli per l'adeguamento del sistema fognario (M4), al 13,1%. Si conferma il calo della quota di investimenti in infrastrutture del servizio idrico integrato non riconducibili direttamente a specifici obiettivi di qualità tecnica fissati dall'Autorità (in parte connessi a estensioni della copertura del servizio e all'efficientamento energetico degli impianti, o a interventi attribuiti trasversalmente a due o più macro-indicatori), attestandosi al 10,5%. Cresce rispetto alla scorsa rilevazione (in cui si attestava al 7,82%) il peso degli interventi destinati al superamento dei prerequisiti, in particolare delle situazioni di criticità negli agglomerati oggetto di condanna da parte della Corte di giustizia europea per mancata conformità alla direttiva 91/271/CEE, di cui alle richiamate sentenze del 31 maggio 2018, causa C-251/17, e del 10 aprile 2014, causa C-85/13 (e alla più recente causa C668/2019, nonché alla prevenzione dell'eventualità di ulteriori condanne in quegli agglomerati oggetto di infrazioni comunitarie tuttora aperte e relative alla medesima direttiva⁴⁴), superando l'8% anche per la maggiore presenza di gestioni del

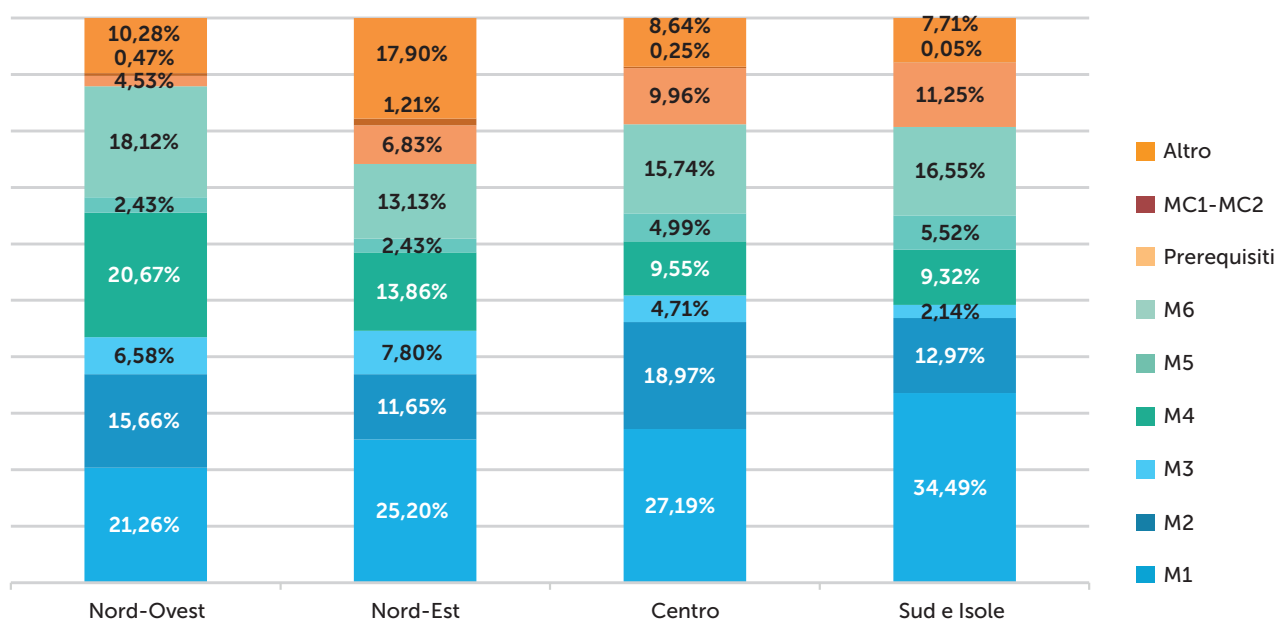
⁴³ Il campione utilizzato per le analisi condotte nel 2023 si componeva di 120 gestioni che servivano una popolazione di 46.142.604.

⁴⁴ Si fa riferimento in particolare alla procedura di infrazione europea 2017/2181, si veda anche la figura 5.36.

Sud. Tale dato è comunque inferiore a quello del precedente periodo regolatorio (in cui era maggiore del 9%), a conferma dell'avanzamento (e relativa conclusione) di alcuni degli interventi volti alla risoluzione della criticità.

La distribuzione degli investimenti per area geografica (Fig. 5.63) conferma il contributo alla crescita degli investimenti per la riduzione delle perdite idriche a livello nazionale da parte delle pianificazioni del Sud e delle Isole (beneficiarie di due linee di finanziamento aventi medesimo scopo), con un peso degli investimenti destinati al miglioramento di M1, pari al 34,49%, seguite da quelle del Centro Italia, di poco al di sotto della media nazionale (27,2%). Il Sud Italia mantiene anche il più alto livello di interventi per la risoluzione delle infrazioni comunitarie, che restano tra le priorità nelle pianificazioni dell'area. L'area nella quale si concentra invece la quota maggiore di investimenti volti all'adeguamento del sistema fognario e al miglioramento della qualità dell'acqua depurata è il Nord-Ovest, per il quale il fabbisogno di investimenti destinato alle infrastrutture a valle della distribuzione supera il 45%.

FIG. 5.63 Distribuzione degli investimenti programmati 2022-2023 per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

In termini generali di servizio, il quadro nazionale del biennio, anche per le motivazioni rappresentate in premessa, resta orientato prevalentemente sugli investimenti pianificati nelle infrastrutture acquedottistiche (48%, considerando anche i due prerequisiti legati esclusivamente a profili della filiera acquedottistica) rispetto a quelli previsti nelle reti fognarie e negli impianti di depurazione (nel complesso il 40,25%), con le già rendicontate differenze tra singole aree geografiche: il Nord-Ovest è l'unica area nella quale è stato espresso un maggiore fabbisogno nelle fasi di fognatura e depurazione, mentre nel Centro Italia e nel Sud e Isole la forbice tra le due fasi aumenta a favore delle infrastrutture di acquedotto, attestandosi per queste ultime al di sopra della media nazionale.

Nella *Relazione Annuale* del 2023 l'Autorità ha potuto condurre prime valutazioni sul recepimento, nei Pdl, degli interventi all'epoca finanziati con i primi decreti di trasferimento delle risorse del pacchetto *Next Generation* EU,

in esito alle istruttorie sull'aggiornamento dei medesimi atti di pianificazione⁴⁵. Nel seguito si fornisce un quadro aggiornato dello stato di fatto al 2024, fermo restando quanto già rappresentato in occasione della precedente relazione⁴⁶ sull'esaustività della presente analisi, rimandando ai successivi paragrafi l'analisi completa sull'allocation delle risorse del PNRR.

Dalla ricognizione effettuata sui Pdl trasmessi, aggiornata con la nuova composizione del campione, le risorse chiaramente riconducibili dagli Enti di governo d'ambito a interventi finanziati col pacchetto *Next Generation* EU nel biennio 2022-2023 superano i 700 milioni di euro (711,22 milioni, in crescita rispetto ai 690,1 milioni rendicontati lo scorso anno), principalmente allocate nel 2023 (618,61 milioni). Tale somma include la quota di risorse cofinanziate dalla tariffa del gestore; la quota pianificata a titolo di contributo pubblico nel medesimo periodo risulta invece pari a 524,86 milioni di euro (circa il 21,52% del *budget* destinabile al servizio idrico integrato dalle tre linee citate). Complessivamente, le risorse previste incidono per circa il 9% del fabbisogno pianificato nel biennio 2022-2023 (13,5% nel 2023). Per effetto dell'aggiornamento del campione, l'incidenza delle tre misure nei Pdl aggiornati per il biennio 2022-2023 (rappresentato in figura 5.64) vede una prevalenza degli interventi finanziati con il REACT-EU (linea che si è conclusa a giugno 2022 e che prevedeva la conclusione degli interventi a dicembre 2023) rispetto alle altre due misure, per le quali il pieno recepimento si potrà apprezzare in sede di predisposizione degli schemi per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4).

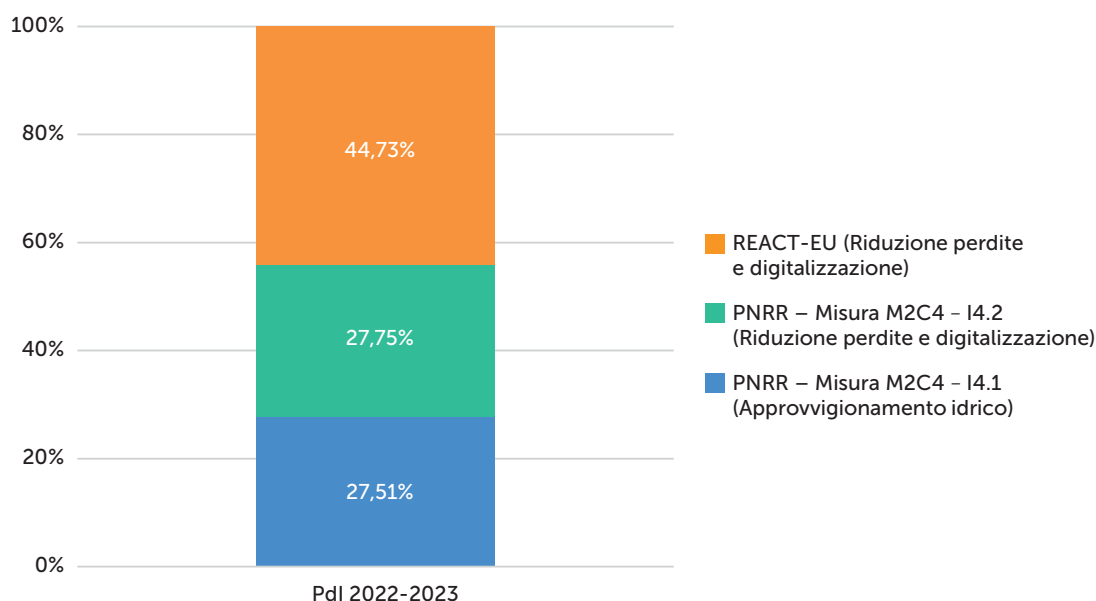
Con riferimento alle tipologie di opere sottese agli interventi oggetto di finanziamento per le tre misure descritte (in termini di nuove opere o di interventi di sostituzione e manutenzione su infrastrutture esistenti), si rileva a livello generale una sostanziale parità tra investimenti in opere di sostituzione e ammodernamento di reti e impianti e manutenzione straordinaria, rispetto al peso di investimenti per la realizzazione di nuove opere (entrambe in un *range* tra il 48% e il 49%), pur riscontrando per la linea M2C4-I4.1 una netta prevalenza di nuove realizzazioni (oltre il 90% del fabbisogno pianificato). Tale differenza (Fig. 5.65) può essere spiegata con la tipologia di interventi oggetto della richiamata linea, riconducibili principalmente a obiettivi di reperimento di nuove risorse idriche, rafforzamento delle interconnessioni tra schemi acquedottistici, incremento della disponibilità idrica e miglioramento della qualità dell'acqua prelevata, che hanno richiesto nella maggior parte dei casi la costruzione di nuovi acquedotti, adduttrici per il collegamento di sistemi di approvvigionamento e relative opere, potabilizzatori e impianti di dissalazione. Le linee di riduzione delle perdite hanno previsto invece un'incidenza significativa delle attività di risanamento e sostituzione delle condotte della rete di distribuzione, sulla base dei risultati delle attività di digitalizzazione, monitoraggio delle reti e ricerca perdite; tali attività hanno determinato un incremento della forbice tra nuove opere e sostituzioni a livello nazionale, già rilevato nella precedente *Relazione Annuale*.

45 Nell'analisi si è fatto riferimento alla linea di finanziamento M2C4-I4.1 sulla sicurezza degli approvvigionamenti, e alle linee del REACT-EU e M2C4-I4.2 del PNRR per la riduzione delle perdite idriche (per la prima temporale), i cui decreti di finanziamento sono stati completati in tempo utile per permettere agli Enti di governo dell'ambito di recepirne i progetti finanziati in sede di aggiornamento biennale.

46 Si tratta di valutazioni preliminari che andranno affinate nel prossimo periodo regolatorio 2024-2027, per due ragioni principali:

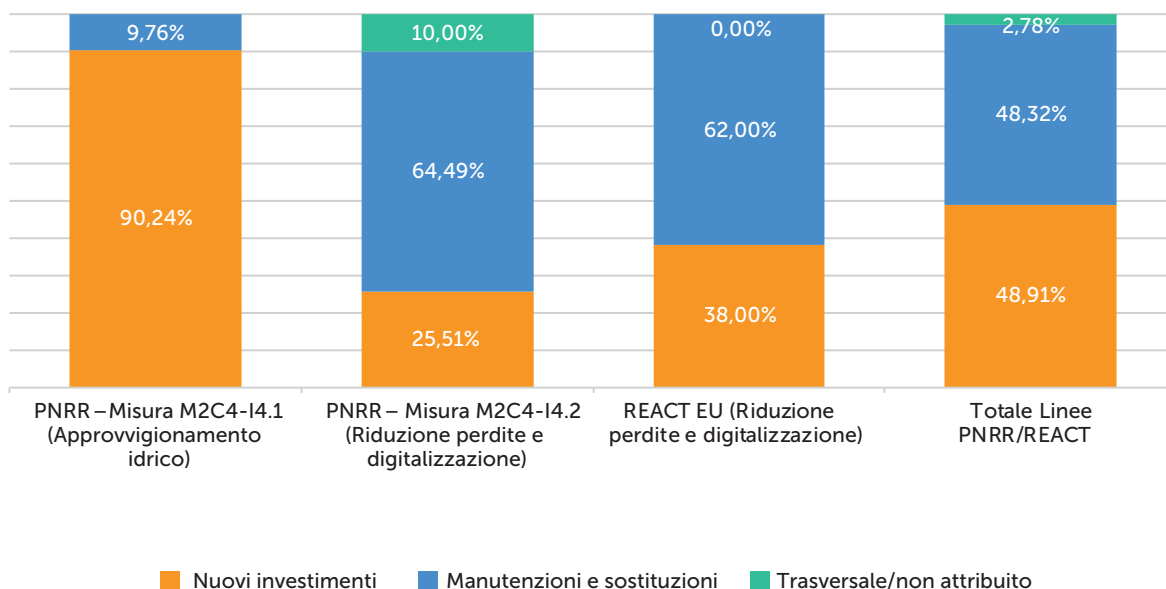
- il completamento di alcune delle linee di finanziamento in una fase successiva alla trasmissione degli schemi regolatori di aggiornamento biennale da parte di soggetti risultati beneficiari, con la conseguenza che i relativi interventi finanziati non sono stati ancora recepiti nelle programmazioni attuali; ci si riferisce alle successive finestre temporali della linea M2C4-I4.2 e alla linea M2C4-I4.4, per le quali è previsto complessivamente circa 1 miliardo di euro di risorse;
- lo sviluppo temporale degli interventi finanziati, che per la maggior parte delle linee di finanziamento si estende oltre il periodo regolatorio corrente, essendo prevista la conclusione delle opere entro il 2026.

FIG. 5.64 Interventi PNRR e REACT-EU recepiti nelle pianificazioni 2022-2023 (ripartizione percentuale per linea di finanziamento)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

FIG. 5.65 Distribuzione degli investimenti programmati nel periodo 2022-2023 e relativi all'implementazione delle misure PNRR/REACT, per tipologia di opera (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

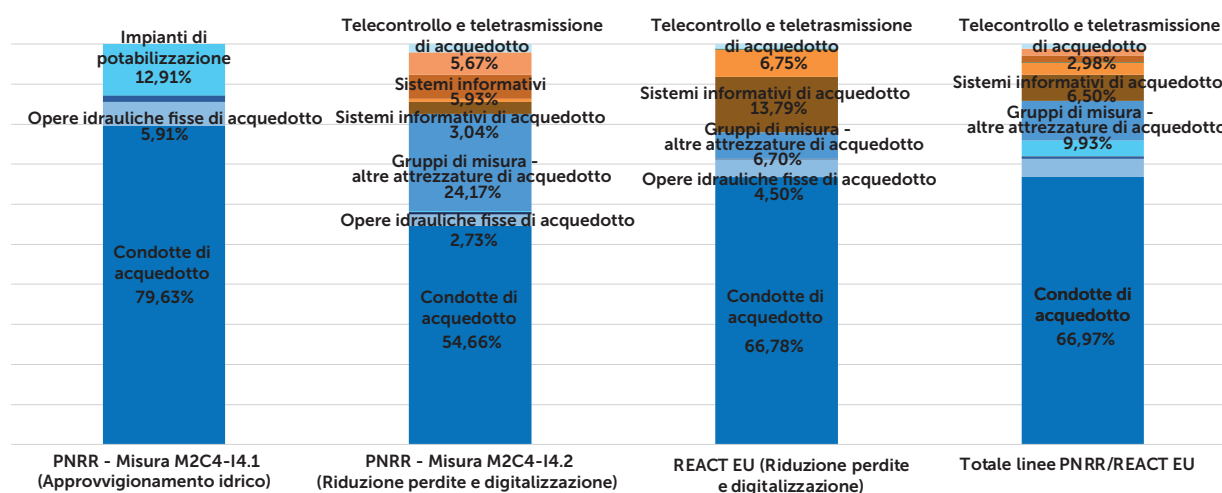
Un approfondimento dell'analisi sopra rappresentata può essere effettuato osservando la distribuzione delle opere sottostanti a ciascun intervento che l'Ente di governo dell'ambito prevede di realizzare all'interno del relativo Pdl per il raggiungimento delle *milestone* delle misure del *Next Generation* EU in esame (utilizzando come

proxy per la categorizzazione di tali opere quella della tipologia di cespiti, secondo la classificazione rivista e maggiormente declinata dall'Autorità in sede di definizione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio); tale approfondimento, condotto con riferimento al biennio 2022-2023 oggetto di aggiornamento, ha restituito le seguenti principali evidenze (rappresentate nella figura 5.66):

- gli interventi sulle condotte di acquedotto (sostituzione e risanamento delle reti di distribuzione, realizzazione e rifacimento di adduttrici, opere di interconnessione) assorbono la quota principale di fabbisogno delle tre misure, con un'incidenza maggiore per la linea M2C4-I4.1 sull'approvvigionamento, che arriva quasi all'80% (di cui il 67,5% circa relativo a condotte di adduzione);
- con riferimento sempre alla misura di cui al precedente alinea, assumono rilievo (seppur in misura inferiore) gli impianti di potabilizzazione e gli interventi sulle opere idrauliche (sorgenti, pozzi e altri impianti di captazione), nonché di adeguamento, potenziamento e realizzazione di serbatoi, nonché di impianti di sollevamento (complessivamente le opere pesano per il 19%, con un impatto maggiore dei potabilizzatori);
- per quanto riguarda le misure per la riduzione delle perdite (REACT-EU e M2C4-I4.2) è confermata, accanto alle opere di risanamento della rete di distribuzione, categorizzate nei cespiti delle condotte di acquedotto, l'incidenza non trascurabile del potenziamento degli strumenti di misura (installazione e sostituzione di misuratori di processo e di utenza, incluse le sperimentazioni di *smart meters*), ricomprendendo in questa categoria anche le opere di distrettualizzazione della rete idrica, e la presenza dei sistemi informativi e delle opere di telecontrollo e teletrasmissione (complessivamente 27,26% nel REACT EU⁴⁷ e il 39,62% nella M2C4-I4.2), con un peso maggiore della categoria dei gruppi di misura.

L'Autorità, in sede di aggiornamento biennale, ha infine proseguito le proprie analisi in merito all'utilizzo e aggiornamento, anche alla luce dei finanziamenti comunitari ricevuti dai gestori, del Piano delle opere strategiche (POS), al primo periodo di applicazione, al fine di compiere una valutazione sulla capacità (e sulla possibilità) dei gestori e degli Enti di governo dell'ambito di adottare pianificazioni di medio-lungo termine, anche in considerazione dalla disponibilità di fonti di finanziamento (da tariffa e da contributo pubblico).

FIG. 5.66 Interventi principali riconducibili alle misure PNRR/REACT, per fabbisogno finanziario nel periodo 2022-2023 (in percentuale)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

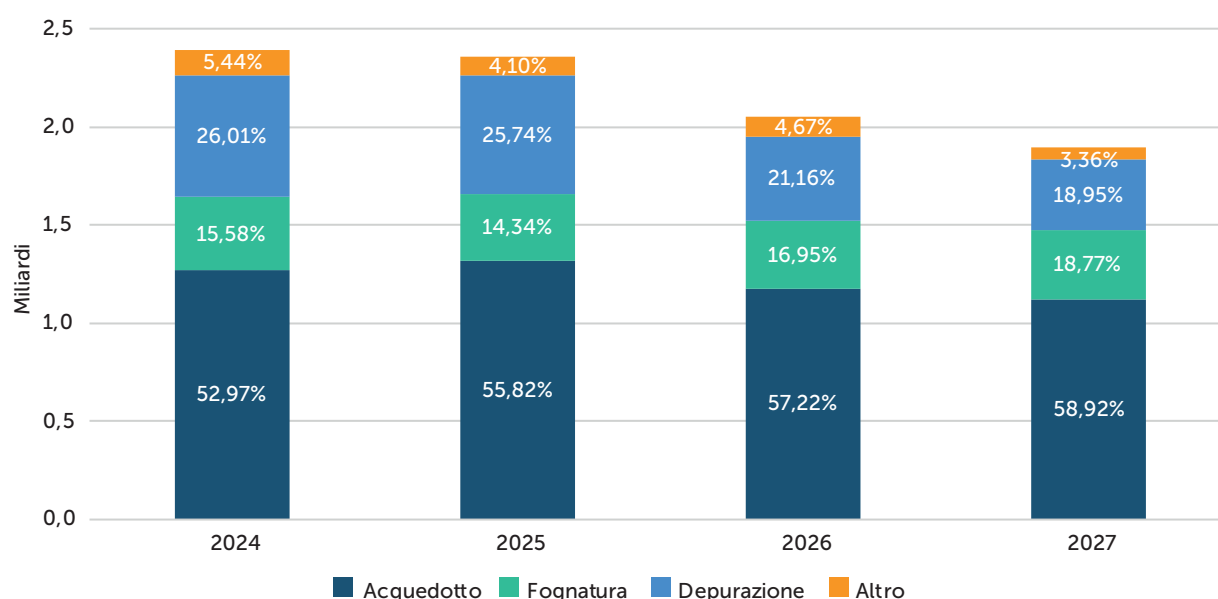
⁴⁷ Si precisa che per la specifica analisi sono stati esclusi alcuni progetti per i quali l'Ente di governo d'ambito competente aveva ricondotto prudenzialmente tutti gli interventi di digitalizzazione e distrettualizzazione in un'unica categoria di cespiti, non potendo distinguere le singole opere sottostanti.

Nelle più recenti approvazioni delle predisposizioni tariffarie MTI-3 per il periodo di aggiornamento biennale 2022-2023, avvenute nel 2023, gli Enti di governo d'ambito hanno qualificato come "strategiche" nei rispettivi POS una serie di opere finalizzate principalmente:

- alla messa in sicurezza e/o alla realizzazione di acquedotti e di nuovi impianti di potabilizzazione;
- alla realizzazione di tratti di adduzione e di distribuzione dell'acqua proveniente da invasi e di interconnessioni finalizzate al completamento di anelli acquedottistici con valenza sovrambito;
- alla realizzazione di impianti di essiccamento e di valorizzazione dei fanghi di depurazione;
- alla costruzione di nuovi impianti di depurazione e alla sostituzione di impianti vetusti, nonché al completamento dei collegamenti di agglomerati con oltre 2.000 AE a impianti di depurazione esistenti come richiesto dalla direttiva 91/271/CEE in materia di acque reflue.

Il fabbisogno di opere strategiche complessivamente espresso dal campione di Piani analizzati, per effetto dell'ampliamento del campione considerato, nel periodo 2020-2027 ammonta a circa 12,18 miliardi di euro, equivalenti a 249,11 euro/abitate, in aumento rispetto alla ricognizione svolta nella precedente *Relazione Annuale* per il medesimo periodo (11,4 miliardi di euro, equivalenti a 246,74 euro/abitate), segno di un sempre maggiore ricorso a pianificazioni di medio-lungo termine da parte di EGA e gestori. Tale fabbisogno, come prevedibile, è allocato principalmente nel quadriennio che supera il periodo regolatorio attuale (2024-2027), nel quale risultano circa 8,69 miliardi di euro (circa il 71% del totale). Le opere contenute nei POS censiti restano concentrate prevalentemente nella fase di approvvigionamento e distribuzione (51,81% del fabbisogno totale a livello nazionale) e si conferma il peso maggiore delle opere strategiche destinate ai settori di fognatura e depurazione nel quadriennio oggetto del periodo regolatorio 2020-2023 (56,47%) rispetto al secondo quadriennio 2024-2027, in cui il settore acquedottistico copre il 56% del fabbisogno complessivo. L'analisi della distribuzione temporale delle risorse del POS nel periodo 2024-2027 (Fig. 5.67), mostra un trend decrescente nel tempo, seppure in termini contenuti (passando da 2,39 miliardi nel 2024 a 1,90 miliardi nel 2027): ciò può essere dovuto alla maggiore incertezza dei finanziamenti pubblici all'epoca della predisposizione degli schemi regolatori da parte degli Enti di governo d'ambito, nel 2022, anno nel quale alcune linee di finanziamento del PNRR non erano state ancora chiuse, mentre altre lo erano state solo parzialmente. Alla luce del completamento delle misure in parola, in sede di trasmissione degli schemi regolatori valevoli per il quarto periodo regolatorio si auspica un maggior ricorso da parte degli Enti di governo dell'ambito a detto strumento di pianificazione, nonché un riequilibrio della forbice tra opere strategiche di fognatura e depurazione e opere strategiche di acquedotto, pur tenendo conto del peso più contenuto della linea specifica di investimento sul finanziamento totale (14,61%).

FIG. 5.67 Distribuzione temporale 2024-2027 del fabbisogno di investimenti espresso nel Piano delle opere strategiche e ripartizione per servizio



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi all'aggiornamento del terzo periodo regolatorio (delibera 639/2021/R/idr).

Stato delle erogazioni relative al primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale

Nel corso del 2023 l'Autorità, avvalendosi del supporto di CSEA per le proprie verifiche, ha proseguito l'attività di monitoraggio sullo stato di avanzamento degli interventi ammessi a finanziamento nel primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale di interventi nel settore idrico – adottato con DPCM 1° agosto 2019, ai sensi del comma 516 della legge 27 dicembre 2017 n. 205 – ⁴⁸, secondo le modalità previste dalla delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, come integrata dalla delibera 16 febbraio 2021, 58/2021/R/idr. Le analisi del presente paragrafo tengono conto degli esiti delle verifiche condotte in merito al raggiungimento del limite dell'80% di spesa dei progetti finanziati (punto 1 del comma 8.1 della richiamata delibera 425/2019/R/idr), per quegli interventi che sono stati oggetto di intimazione ai sensi delle delibere 633/2021/R/idr, 95/2022/R/idr, 417/2022/R/idr e 428/2022/R/idr⁴⁹, nonché degli effetti sulla rimodulazione del Piano dell'implementazione di alcune linee di finanziamento del PNRR⁵⁰.

Rispetto al quadro illustrato nella *Relazione Annuale 2022*, l'Autorità ha quindi provveduto, ai sensi del comma 2.5 e nei termini del comma 4.1 della delibera 425/2019/R/idr, ad autorizzare l'erogazione di ulteriori 10.092.055,05 euro (di cui 9.867.814,68 euro autorizzati nel 2023 e 224.240,37 euro nel mese di gennaio del corrente anno⁵¹). Di conseguen-

⁴⁸ Per la trattazione delle fasi che hanno portato alla definizione del primo stralcio della sezione "acquedotti" del Piano nazionale e all'adozione del DPCM 1° agosto 2019 si rimanda alla *Relazione Annuale 2020*.

⁴⁹ In particolare, per due dei progetti interessati dall'intimazione (gli interventi nn. 25 e 26, localizzati nell'ambito territoriale di Catania) l'Autorità, riscontrando il mancato raggiungimento del limite di spesa dell'80% entro il termine previsto (30 novembre 2022), aveva proceduto, con le delibere 191/2023/R/idr e 192/2023/R/idr, alla revoca del finanziamento per i due interventi, deliberando contestualmente l'obbligo per i soggetti realizzatori di restituzione delle quote già erogate e l'esclusione dei medesimi dai successivi aggiornamenti del Piano nazionale. Per approfondimenti sulle citate delibere di intimazione si rimanda al Volume II delle *Relazioni Annuali 2021 e 2022*.

⁵⁰ Si fa riferimento nello specifico al trasferimento (già rappresentato nel Volume II della corrente *Relazione Annuale*) alla contabilità della linea M2C4-14.1 del PNRR dell'intervento n. 10 del gestore Veritas S., cui erano state originariamente assegnate risorse per 8,2 milioni di euro e per il quale l'Autorità aveva erogato in forma di acconto 1.680.000 euro.

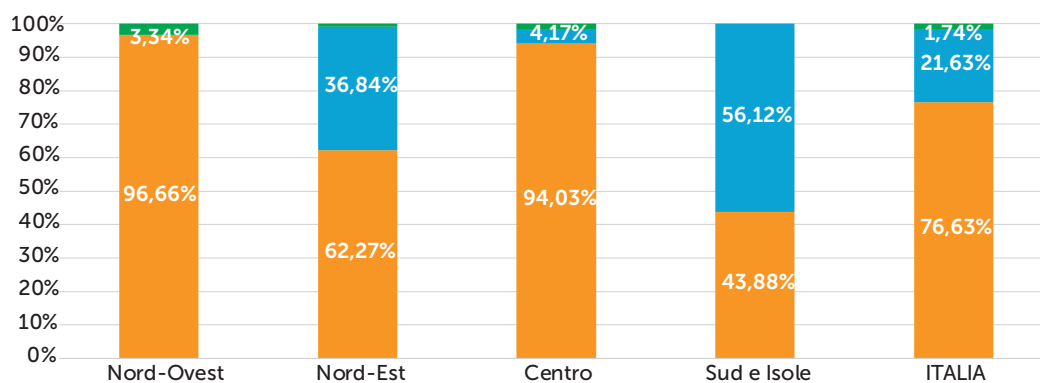
⁵¹ Per il dettaglio dei provvedimenti di interesse per quanto riguarda le autorizzazioni si veda il Volume II della presente *Relazione Annuale*.

za, l'importo complessivo delle risorse autorizzate all'erogazione a partire dall'adozione della sezione "acquedotti" del Piano nazionale (comprensivo degli acconti e delle quote successive) ammonta a euro 50.942.209,1, pari al 76,63% del finanziamento totale stanziato, come aggiornato a valle delle modifiche precedentemente richiamate⁵².

Alla luce delle considerazioni riportate, nella figura 5.68 è rappresentato lo stato dell'erogazione delle risorse del Piano nazionale al mese di maggio 2024, distinto per area geografica. Dal quadro emerge la conclusione dei finanziamenti per i progetti localizzati nel Nord-Ovest (dove la differenza tra erogato e importo totale è attribuibile esclusivamente a economie di spesa dei progetti) ed erogazioni che sono ormai prossime al 95% dell'importo stanziato nel Centro Italia. Si registrano avanzamenti nelle aree del Nord-Est e, in misura più contenuta, nel Sud e Isole, anche per l'effetto congiunto della conclusione di alcuni interventi e della ridefinizione delle risorse del Piano che ha inciso sulle richiamate aree.

Le autorizzazioni del 2023 hanno determinato la conclusione del finanziamento per ulteriori cinque interventi inclusi nell'elenco (nello specifico l'intervento localizzato nell'ATO della Provincia di Brescia, quello relativo al territorio dell'ATO di Lecco, la progettazione sovrambito dell'anello acquedottistico dei Sibillini nella Regione Marche e due interventi presenti in Provincia di Palermo), portando in totale a 14 (sui 26 totali) gli interventi che hanno esaurito il finanziamento stanziato dal richiamato DPCM 1° agosto 2019, previsto per questi ultimi in complessivi 40.950.000 euro. Per quattro degli interventi conclusi, in fase di rendicontazione delle quote finali, sono state attestate economie di spesa complessivamente pari a 1.155.916 euro, pari all'1,74% del finanziamento. A livello aggregato, oltre alla prima quota in acconto, sono state finora autorizzate all'erogazione ulteriori quote di finanziamento per complessivi 36.342.209,1 euro.

FIG. 5.68 Stato di autorizzazione all'erogazione delle risorse del Piano nazionale per area geografica (maggio 2024)



Area Geografica	Somma autorizzata all'erogazione (euro)	Somma da autorizzare (euro)	Somma non erogabile (ribasso)
Nord-Ovest	23.779.534	-	820.466
Nord-Est	5.467.471	3.234.599	77.930
Centro	13.446.661	595.820	257.519
Sud e Isole	8.248.542	10.551.458	0
ITALIA	50.942.208	14.381.876	1.155.916

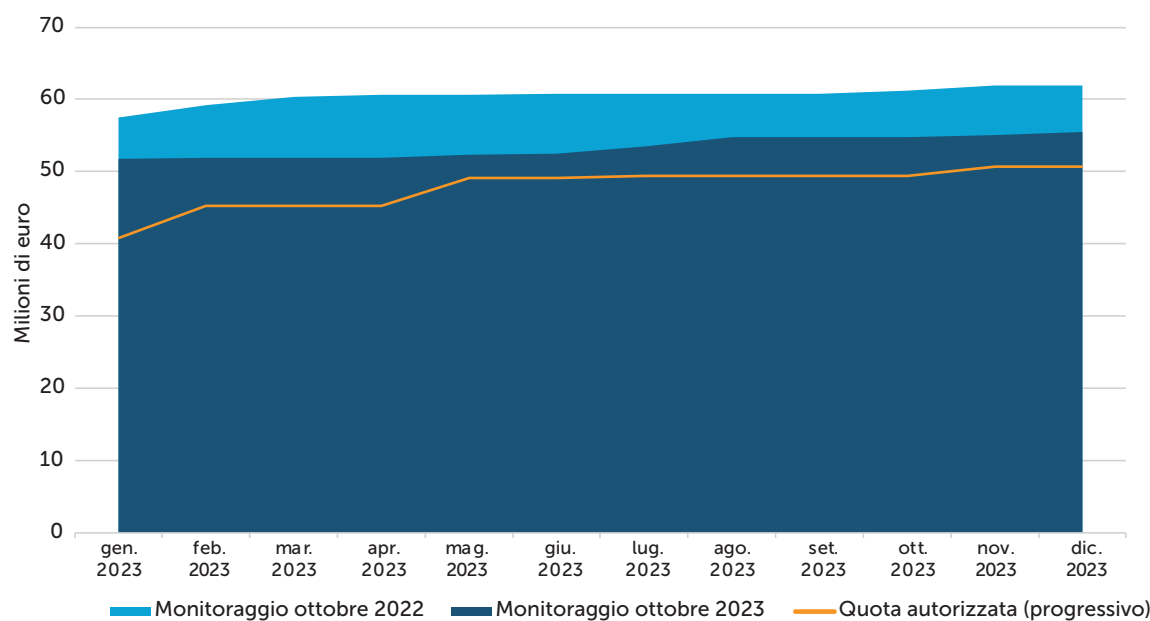
Fonte: elaborazione ARERA.

⁵² Per effetto di tali modifiche, le risorse attualmente stanziate per il primo stralcio di Piano ammontano a 66.480.000 euro.

Il comma 5.3 della richiamata delibera 425/2019/R/idr, come modificato dalla delibera 58/2021/R/idr, prevede che, entro il 31 maggio e il 31 ottobre di ciascun anno, nonché a corredo di ciascuna richiesta di erogazione dei fondi, l'ente di riferimento, avvalendosi dell'Ente di governo dell'ambito laddove differente, sia tenuto a "informare" l'Autorità e CSEA sullo stato di avanzamento dell'intervento finanziato, aggiornando il cronoprogramma finanziario e segnalando eventuali criticità (ritardi nella realizzazione) o variazioni del progetto di carattere tecnico o economico"⁵³. In occasione dei due aggiornamenti previsti nel corso del 2023 e, in particolare, nell'ambito del più recente monitoraggio – tenutosi tra i mesi di ottobre e novembre –, si conferma l'avanzamento dei progetti finanziati registrato nel periodo precedente, nonostante permanga una forbice di circa sei milioni di euro tra la spesa effettiva rendicontata alla fine del 2023 (con la precisazione che l'ultimo trimestre dell'anno assume ancora un valore previsionale) e le previsioni di spesa indicate dagli enti di riferimento per il medesimo periodo nel precedente monitoraggio del 2022.

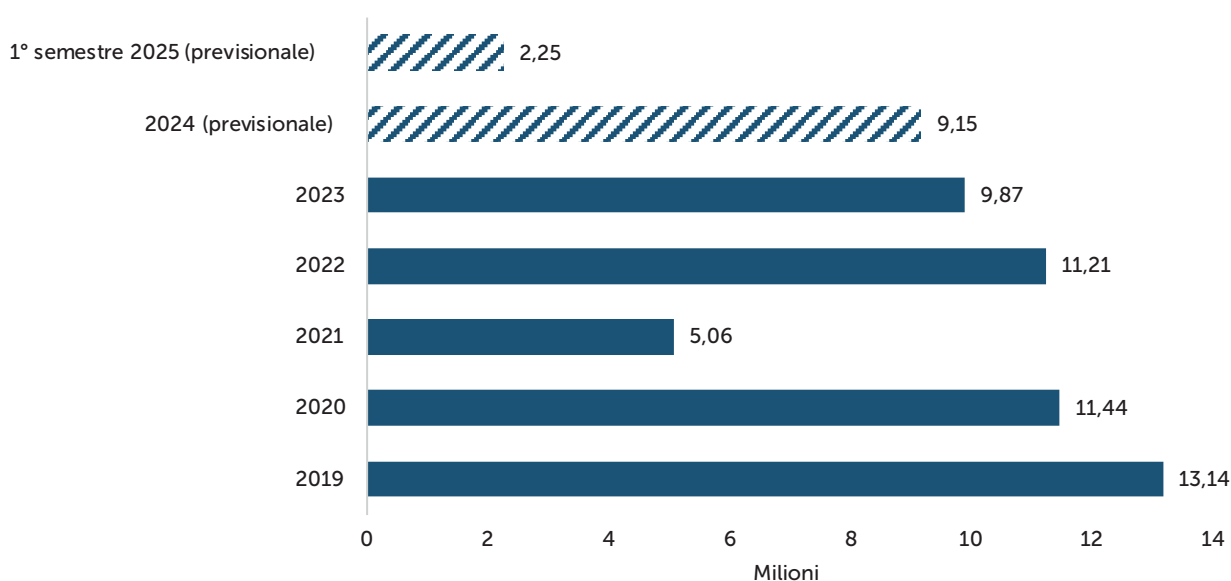
La differenza tra i due cronoprogrammi (rappresentata dalla figura 5.69) è da attribuirsi, da un lato al permanere di criticità che hanno determinato, per alcuni progetti, il protrarsi dei ritardi registrati nei mesi precedenti, dall'altro al verificarsi di economie di spesa (per lo più ribassi di gara) nelle rendicontazioni dei progetti conclusi o prossimi alla conclusione.

FIG. 5.69 Spesa cumulata del Piano nazionale sulla base dei cronoprogrammi tecnico-finanziari aggiornati dai soggetti beneficiari a ottobre 2023 e confronto con le previsioni di spesa trasmesse a ottobre 2022



Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 10/2020/idr di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr.

⁵³ Il monitoraggio viene effettuato utilizzando l'apposita modulistica predisposta da CSEA con la richiamata circolare 10/2020/idr per trasmettere la documentazione attestante le previsioni di avanzamento mensile del livello di spesa relativo a ciascuno dei rispettivi interventi finanziati.

FIG. 5.70 Stato delle erogazioni per anno di autorizzazione e previsione 2024 e 2025

Fonte: ARERA, elaborazione su informazioni trasmesse in risposta alla circolare 4/2021/idr di CSEA, ai sensi del comma 5.3 della delibera 425/2019/R/idr, e cronoprogramma delle erogazioni di spesa trasmesso all'Autorità da CSEA.

Considerando lo sviluppo dei cronoprogrammi trasmessi, risulta che nel corso del 2023 si è raggiunto un livello di erogazioni simile a quello degli anni precedenti (con la sola eccezione del 2021, hanno caratterizzato da significativi rinvii dovuti ai noti ritardi sulle progettazioni e sui lavori, derivanti in larga parte dall'emergenza pandemica), seppure con un trend in contrazione per via della conclusione di diversi interventi e finanziamenti. Tale tendenza è confermata anche con riferimento alle previsioni di erogazione, secondo il cronoprogramma trasmesso all'Autorità da parte di CSEA a valle dell'ultimo monitoraggio di ottobre 2023, in cui sono ipotizzate le autorizzazioni previste nel 2024 e nel primo semestre 2025, che dovrebbero portare complessivamente a erogare, tenendo conto delle economie di spesa, circa il 93,45% del finanziamento totale previsto dal Piano, come da figura. 5.70.

Il rispetto delle previsioni di erogazione dipenderà da quelle di trasmissione all'Autorità degli schemi regolatori validi per il quarto periodo regolatorio ai sensi del MTI-4 (2024-2029), in quanto una delle condizionalità per l'erogazione di cui all'art. 7 della delibera 425/2019/R/idr, come è noto, è relativa alla trasmissione all'Autorità, da parte dell'ente di riferimento (o dell'Ente di governo d'ambito, qualora non coincidente con l'ente di riferimento, dandone comunicazione a quest'ultimo), degli atti che costituiscono lo schema regolatorio del soggetto realizzatore vigente al momento della richiesta di erogazione delle quote di finanziamento.

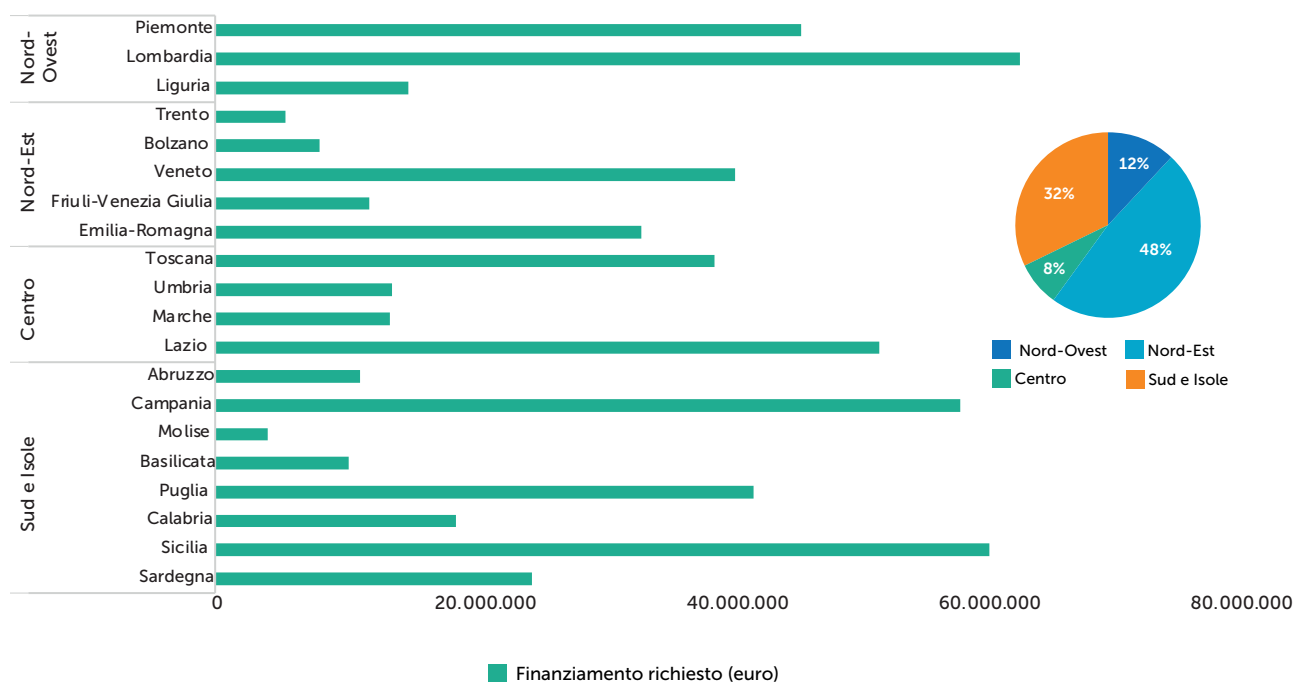
Stato di avanzamento delle linee di finanziamento previste dal pacchetto Next Generation EU: evidenze nel servizio idrico integrato

Nel presente paragrafo sono illustrati gli esiti dell'ulteriore misura prevista nel PNRR e giunta a completamento nel corso del 2023, vale a dire la linea di finanziamento I4.4 della componente M2C4 ("Investimenti in fognatura e depurazione"), e dello *scale up* della linea I4.2 della medesima componente ("Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti"), definito nei primi mesi del 2024;

in conclusione del paragrafo è presentato un quadro complessivo aggiornato dei finanziamenti a oggi assentiti col pacchetto *Next Generation EU*, con la precisazione che si tratta di una fotografia *ex ante* dei finanziamenti e che le valutazioni sulla loro effettiva spesa e sul raggiungimento dei target sottesi potranno essere effettuate solo in una fase successiva, anche a valle del completo recepimento dei medesimi nelle pianificazioni delle gestioni.

Come rappresentato nel Capitolo II del presente Volume, con il decreto ministeriale 9 agosto 2023, n. 262, il MASE ha individuato l'elenco delle proposte progettuali ammissibili a finanziamento nell'ambito delle risorse relative alla richiamata linea di investimento. Le risorse stanziare (complessivamente 581.384.440 euro) sono state destinate a interventi funzionali a garantire, nel tempo, il mantenimento o raggiungimento della conformità alla direttiva 91/271/CEE, con priorità, nel secondo caso, per quelli localizzati in agglomerati oggetto di contenzioso comunitario, in funzione dello stato di gravità dello stesso al momento della pubblicazione del decreto. Dall'analisi della tavola dell'elenco dei progetti ammissibili, rispetto alle 176 proposte totali, quest'ultima categoria di interventi copre il 56,12% delle risorse complessivamente stanziare (80 interventi dal valore di 362,24 milioni di euro); le restanti quote riguardano interventi per la messa a norma rispetto ai requisiti della direttiva 91/271/CEE in agglomerati non oggetto di contenzioso comunitario (35 interventi dal valore di 108,84 milioni di euro) e interventi tesi a garantire il mantenimento della conformità ai requisiti della direttiva (61 interventi dal valore di 146,3 milioni di euro). Gli interventi hanno come obiettivo quello di rendere conformi ai requisiti della direttiva nel complesso oltre 4 milioni di abitanti, prevalentemente localizzati nelle aree geografiche del Nord-Est e nel Sud e Isole (oltre l'80% del target complessivo). Nella figura 5.71 è rappresentata una distribuzione regionale (e per area geografica) delle risorse stanziare, dalla quale si evince che per la maggior parte sono destinate alle Regioni del Sud e delle Isole (40,26%, con incidenza maggiore in Campania e Sicilia), mentre le restanti quote sono ripartite quasi equamente tra le altre aree geografiche (soprattutto in Lombardia, Lazio, Piemonte e Veneto).

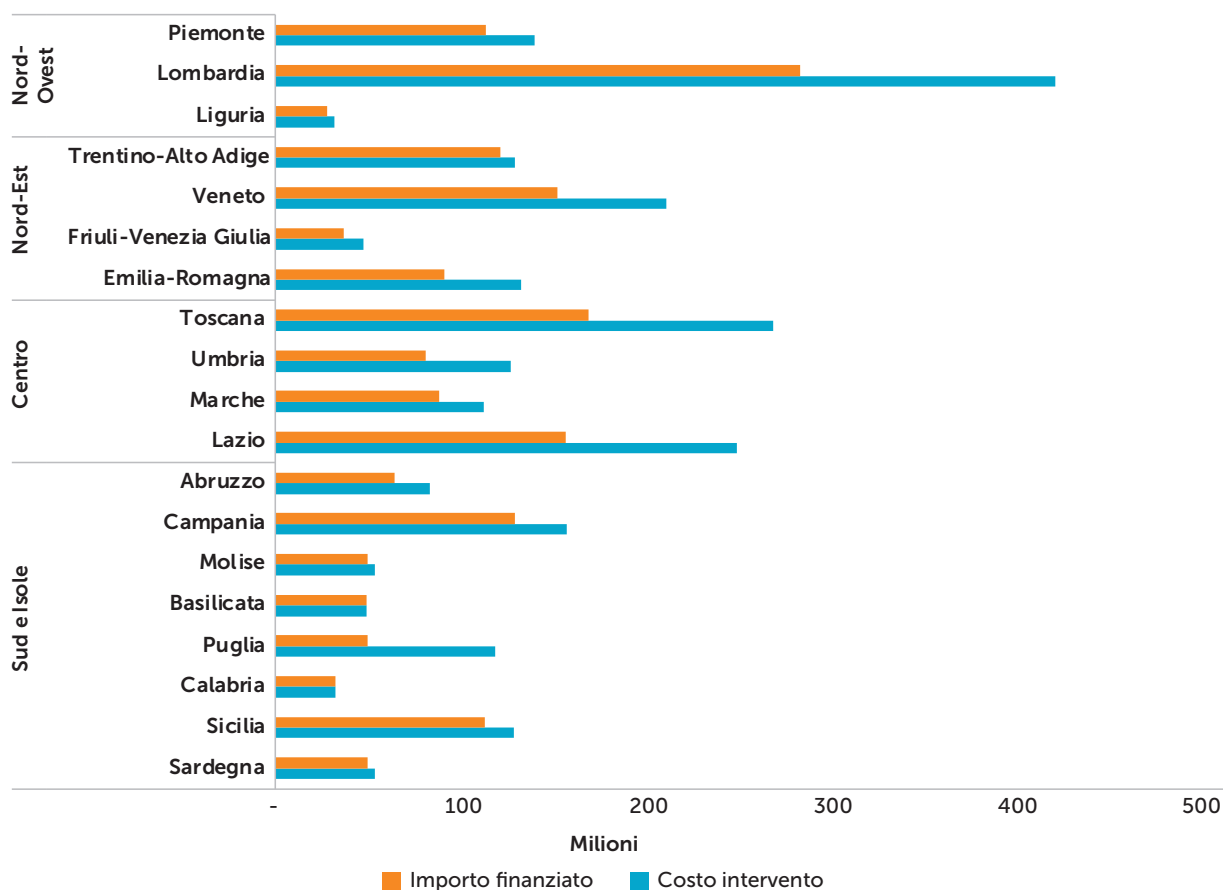
FIG. 5.71 Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4-I4.4 per area geografica e regione e numero di abitanti resi conformi



Fonte: ARERA, elaborazioni sul decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 9 agosto 2023, n. 262.

Con riferimento alla linea di investimento M2C4-I4.2, con il decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 6 maggio 2024, n. 203, sono state assegnate risorse aggiuntive (decreto del Ministero dell'economia e delle finanze - RGS 8 aprile 2024, n. 154) a quegli interventi che nella graduatoria dell'ultima finestra temporale relativa alla medesima linea (approvata con il decreto direttoriale 24 marzo 2023, n. 181⁵⁴) erano risultate "ammesse ma non finanziate per carenza di fondi". Tale *scale up*, che ammonta a 1,024 miliardi di euro, va quindi ad aggiungersi ai 900 milioni di risorse già assegnate tra il 2022 e il 2023, portando la dotazione complessiva della linea I4.2 a 1,924 miliardi di euro, di cui risultano assegnati 1,858 miliardi (allocati per il 29,1% nelle Regioni del Mezzogiorno), destinati a 103 progetti che coinvolgeranno 127 gestori del servizio idrico integrato. Tale finanziamento permetterà di attivare una spesa complessiva di 2,56 miliardi di euro tra il 2024 e il 2026 (con una leva di co-finanziamento con risorse da tariffa di quasi il 27%), andando a coprire anche Regioni che non erano state inizialmente interessate dalle risorse delle prime due finestre temporali (Calabria, Liguria e Trentino-Alto Adige), come illustrato in dettaglio nella figura 5.72.

FIG. 5.72 *Distribuzione delle risorse della linea di finanziamento M2C4-I4.2 per area geografica e regione e leva di co-finanziamento delle proposte*



Fonte: ARERA, elaborazione su decreto direttoriale del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti 6 maggio 2023, n. 203.

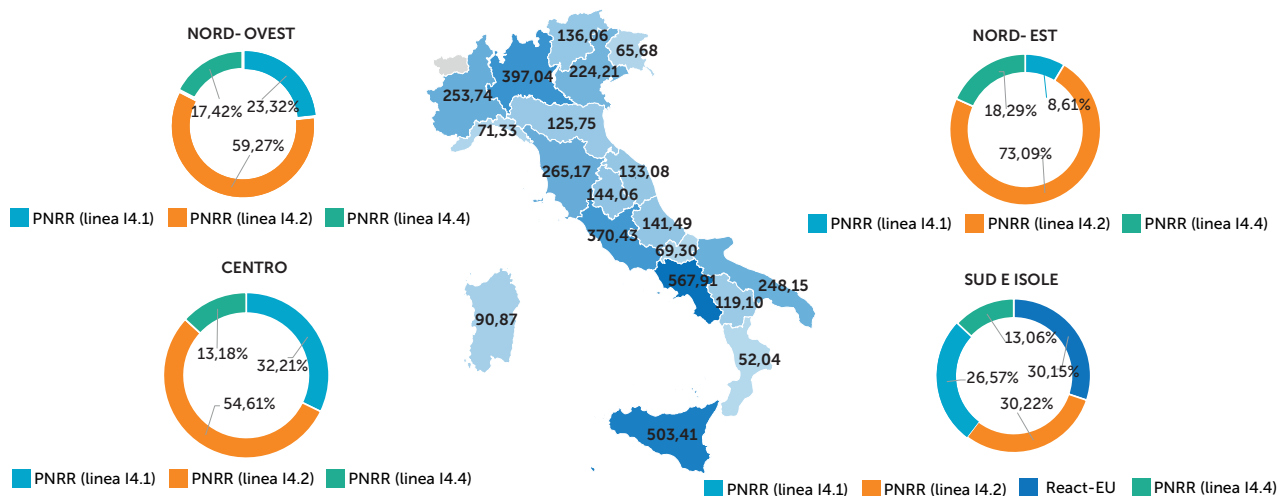
Gli investimenti oggetto di finanziamento sono finalizzati, in particolare, a ridurre le perdite nelle reti per l'acqua potabile, incrementare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e rafforzare la digitalizzazione delle

54 Per approfondimenti si rimanda al medesimo paragrafo del Volume I della *Relazione Annuale 2022*.

reti che consentano di monitorare i nodi principali e i punti più sensibili della rete per una gestione ottimale delle risorse, creando le premesse per un "avanzamento significativo della capacità di gestire in modo durevole il patrimonio delle infrastrutture idriche basato sulle migliori tecnologie disponibili, le migliori pratiche internazionali e secondo i principi e gli indirizzi adottati dall'Unione europea, in coerenza con i principi e gli obiettivi della strategia nazionale per lo sviluppo sostenibile e il Piano nazionale di adattamento ai cambiamenti climatici"⁵⁵. Tali progetti saranno funzionali al conseguimento dei target intermedi e finali della linea, espressi in termini di km di rete distrettualizzata (M2C4-31 e M2C4-32), vale a dire 14.000 km entro il 31 dicembre 2024 e 45.000 km entro il 31 marzo 2026⁵⁶.

Gli aggiornamenti appena descritti permettono di fornire un quadro maggiormente avanzato (rispetto a quanto rappresentato nella *Relazione Annuale 2022*) dei finanziamenti riconducibili al pacchetto di misure del *Next Generation EU*. Nella mappa di cui alla figura 5.73 è riepilogato il quadro complessivo di risorse assegnate alla data di redazione della presente *Relazione Annuale*, con il dettaglio (nei grafici ad anello) della ripartizione, per ciascuna area geografica, degli investimenti tra le linee di finanziamento del PNRR e quelle dell'Asse IV del PON IeR. I quasi 4 miliardi complessivi di risorse finora assegnati sono allocati per il 45,05% nelle Regioni del Sud e delle Isole, con punte nelle Regioni Campania e Sicilia, seguite dalla Lombardia e dal Lazio.

FIG. 5.73 Piano nazionale di ripresa e resilienza e REACT-EU: stato dei finanziamenti assentiti, con dettaglio delle misure per area geografica (aggiornamento a maggio 2024)



Fonte: ARERA, elaborazione sugli atti di finanziamento della linea M2C4-I4.1 (DM n. 517/2021), della linea M2C4-I4.2 (DL n. 181/2023), della linea M2C4-I4.4 (DM n. 203/2024) e del PON IeR, nell'ambito del programma REACT-EU (elenco del 13 giugno 2022).

55 Gli interventi ammessi a finanziamento hanno riguardato un percorso metodologico articolato secondo le seguenti fasi:

- rilievo delle reti idriche e loro rappresentazione tramite GIS per procedere all'*asset management* dell'infrastruttura;
- installazione di strumenti *smart* per la misura delle portate, delle pressioni, dei livelli dell'acqua nei serbatoi e degli altri parametri eventualmente critici per la qualità del servizio erogato (per esempio, parametri analitici dell'acqua);
- modellazione idraulica della rete;
- installazione delle valvole di controllo delle pressioni per la riduzione delle perdite;
- distrettualizzazione delle reti e controllo attivo delle perdite;
- pre-localizzazione delle perdite tramite metodi classici (acustici) e innovativi (radar, scansioni da satellite e/o aereo, ecc.);
- identificazione di tratti di rete da sostituire o riabilitare, assistita dal modello idraulico e da strumenti di supporto alla decisione;
- interventi di manutenzione straordinaria, rifacimento e sostituzione di tratti di rete idrica, sulla base dei risultati delle attività precedentemente indicate;
- strumenti di *smart-metering* per la misurazione dei volumi consumati dall'utenza.

56 Espressi come lunghezza della rete di distribuzione che risulta complessivamente ripartita in distretti, funzionali alla localizzazione e alla riduzione delle perdite idriche.

A livello di misure, tutte le aree geografiche hanno ricevuto in proporzione maggiori risorse per la riduzione delle perdite e la digitalizzazione (soprattutto nel Nord-Est, con oltre il 73% delle risorse assegnate), mentre la maggiore incidenza di finanziamenti per la sicurezza degli approvvigionamenti si registra nel Centro (32%). L'impatto dei finanziamenti della linea I4.4 di fognatura e depurazione oscilla invece tra un minimo del 13% nel Centro e nel Sud e Isole e oltre il 18% nel Nord-Est.

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

Regole per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie

Con la delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr, l'Autorità ha approvato il Metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (di seguito MTI-3), integrando e sviluppando – comunque in un quadro generale di regole stabile e certo – la regolazione asimmetrica e innovativa (basata su una matrice di schemi regolatori) applicata a partire dal 2014⁵⁷.

All'art. 6 della medesima delibera, l'Autorità ha introdotto prime disposizioni ai fini dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria, stabilendo – al comma 6.1 – che l'Ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente:

- sulla base dei dati forniti dall'operatore (come integrati o modificati, in sede di validazione, dal medesimo soggetto competente secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio), determini con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (ϑ) che ciascun gestore dovrà applicare per le singole annualità del biennio 2022-2023;
- ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmetta:
 - l'aggiornamento del programma degli interventi, con specifica evidenza delle varianti al Piano delle opere strategiche;
 - il piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ), come risultanti dall'aggiornamento per il biennio 2022-2023;
 - una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
 - l'atto o gli atti deliberativi di determinazione dell'aggiornamento biennale;
 - l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

Con la delibera 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr, l'Autorità ha poi definito – integrando le previsioni di cui al MTI-3 – specifiche regole per procedere al citato aggiornamento biennale ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2022 e 2023, allo scopo di contribuire, tra l'altro, a rafforzare la

⁵⁷ Si veda la delibera 28 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, recante "Approvazione del metodo tariffario idrico e delle disposizioni di completamento".

dovuta chiarezza, trasparenza, affidabilità e certezza del quadro regolatorio di riferimento sia alla luce degli esiti di taluni contenziosi giunti a conclusione nel 2021 (in materia di tariffe del servizio idrico integrato e di regolazione della qualità tecnica), sia in considerazione degli interventi regolatori richiesti per una efficace implementazione degli strumenti di supporto del *Next Generation EU* (fra cui il Dispositivo per la ripresa e resilienza, RRF, e il Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa, REACT-EU).

Successivamente, in esito al procedimento per il riesame dei criteri per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato di cui alla menzionata delibera 639/2021/R/idr – avviato con delibera 29 marzo 2022, 139/2022/R/idr, "in relazione alla straordinaria e documentata entità dei rincari dei costi energetici" – con la delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr, l'Autorità ha rafforzato le misure tese ad assicurare la sostenibilità della gestione, a garanzia della continuità del servizio.

Come da stabile impostazione regolatoria, i soggetti competenti sono stati chiamati a procedere all'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, tenendo conto della matrice di schemi regolatori di cui all'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (Tav. 5.6), nell'ambito della quale selezionare lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, ossia in ragione:

- del fabbisogno di investimenti per il quadriennio 2020-2023 – inclusivo di quelli che il gestore prevede di realizzare con contributi a fondo perduto già stanziati ed effettivamente disponibili – in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti;
- dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a significativi processi di aggregazione gestionale, ovvero all'introduzione di nuovi processi tecnici gestiti dei quali sia attestata la rilevanza;
- dell'entità del vincolo ai ricavi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore *VRG pro capite* medio (VRG_{PM}) stimato con riferimento all'anno 2018 per l'intero settore, tenendo conto anche della popolazione fluttuante servita.

Come noto, ciascuno dei sei schemi regolatori conduce a diverse regole di computo tariffario e a differenti limiti alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario, tenuto conto delle specificità riguardanti le singole gestioni.

TAV. 5.6 Matrice di schemi regolatori per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

		$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq VRG_{PM}$	$\frac{VRG^{2018}}{pop + 0,25pop_{flut}} > VRG_{PM}$	AGGREGAZIONI O VARIAZIONI NEI PROCESSI TECNICI SIGNIFICATIVE
INVESTIMENTI	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} \leq \omega$	Schema I Limite di prezzo: 5,2%	Schema II Limite di prezzo: 3,7%	Schema III Limite di prezzo: 6,0%
	$\frac{\sum_{2020}^{2023} IP_t^{exp} + CFP_t^{exp}}{RAB_{MTI-2}} > \omega$	Schema IV Limite di prezzo: 7,7%	Schema V Limite di prezzo: 6,2%	Schema VI Limite di prezzo: 8,5%

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 580/2019/R/idr.

Con riguardo, poi, ai casi caratterizzati dal permanere dei presupposti per l'applicazione dello "schema regolatorio di convergenza"⁵⁸ di cui all'art. 31 dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (ossia caratterizzati, in par-

⁵⁸ Con la delibera 580/2019/R/idr, l'Autorità ha previsto forme di regolazione tariffaria semplificate rispetto a quelle riconducibili alla matrice di schemi regolatori, per le gestioni

tiolare, da criticità nell'avvio delle necessarie attività di programmazione e di organizzazione della gestione ai sensi della normativa vigente, nonché di realizzazione degli interventi), l'Autorità – con la richiamata delibera 639/2021/R/idr – ha previsto che (nei casi in cui l'istanza per il ricorso allo schema regolatorio di convergenza avesse previsto una allocazione degli obblighi espressamente indicati concentrandoli unicamente nelle annualità 2022 e 2023), dal 1° gennaio 2022 i gestori interessati potessero applicare, quale valore massimo, le tariffe risultanti dall'attuazione delle regole contenute nel citato art. 31 del MTI-3⁵⁹.

Per detti contesti, l'applicazione delle regole tariffarie semplificate varate dall'Autorità è stata accompagnata dall'assunzione di un programma di impegni ben identificati sia in ordine al completamento del processo di aggregazione per la formazione del gestore unico d'ambito, sia relativamente agli obblighi di qualità tecnica, di qualità contrattuale e di corretta tenuta di registri tecnico-contabili, quali elementi essenziali per avviare un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale e raggiungere gli imprescindibili elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito le istruttorie volte all'approvazione dell'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie, concludendo, in taluni casi, anche le verifiche sulle predisposizioni per gli anni 2020 e 2021, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte riferite al terzo periodo regolatorio 2020-2023. Alla data del 31 dicembre 2023, gli atti di determinazione tariffaria adottati dall'Autorità per il biennio 2022-2023, hanno riguardato complessivamente 67 gestioni, interessando 30.830.746 abitanti, distinguendo:

- 66 operatori (per una popolazione servita pari a 30.528.045 abitanti), per i quali è stato approvato lo specifico schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra gli obiettivi dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il perseguimento degli obiettivi di qualità tecnica di cui alla delibera 27 dicembre 2019, 917/2017/R/idr, e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio di cui alle delibere 580/2019/R/idr, 639/2021/R/idr e 229/2022/R/idr;
- una gestione d'ambito operante in Molise (riferita a una popolazione di 302.701 abitanti), per la quale è stato approvato lo schema regolatorio di convergenza presentato dal competente Ente di governo dell'ambito, secondo le regole semplificate di cui alla citata delibera 580/2019/R/idr e sulla base di un programma di impegni puntualmente declinato.

Nel loro insieme, i citati provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità interessano il 69% degli abitanti del Nord-Est, il 64% della popolazione del Nord-Ovest, il 60% dei residenti nell'Italia centrale e il 32% della popolazione dell'area Sud e Isole (Tav. 5.7 e Fig. 5.74). A livello nazionale, le determinazioni dell'Autorità riguardano gestioni che erogano il servizio al 53% degli abitanti residenti.

per le quali nei precedenti periodi siano emerse carenze degli atti e dei dati necessari ai fini tariffari. Tali contesti sono stati rinvenuti prevalentemente nel Mezzogiorno e risultano caratterizzati dal perdurare di criticità in ordine alla fruizione dei servizi, alla realizzazione degli investimenti, all'attività legislativa regionale o nei meccanismi decisori degli Enti di governo dell'ambito (c.d. *Water Service Divide*). Al fine di favorire la convergenza tra le diverse aree del Paese, l'Autorità ha pertanto introdotto, con la citata delibera 580/2019/R/idr, una specifica fattispecie di regolazione tariffaria applicabile, definita "schema regolatorio di convergenza", da applicarsi per un periodo limitato e predefinito al termine del quale ricondurre le realtà interessate alla disciplina ordinaria di riferimento (matrice di schemi regolatori).

⁵⁹ Tra le realtà per cui, nel biennio 2022-2023, è stato fatto ricorso a tale fattispecie di regolazione applicabile, se ne rinvenivano alcune riferibili a operatori a cui è stato assegnato (secondo un percorso di graduale acquisizione delle gestioni preesistenti) l'affidamento del servizio idrico integrato per l'intero ambito territoriale ottimale di riferimento, peraltro coincidente con il territorio delle rispettive Regioni (si fa riferimento, per esempio, al Molise e alla Calabria).

TAV. 5.7 *Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità per l'aggiornamento biennale 2022-2023 (numero di gestioni e di abitanti)*

REGIONE	NUMERO DI GESTIONI INTERESSATE DA APPROVAZIONI TARIFFARIE AGGIORNAMENTO 2022-2023	POPOLAZIONE INTERESSATA DA APPROVAZIONI TARIFFARIE AGGIORNAMENTO 2022-2023 (ABITANTI)
Abruzzo	1	100.880
Basilicata	1	555.023
Calabria	-	-
Campania	-	-
Emilia-Romagna	8	2.447.084
Friuli-Venezia Giulia	6	1.088.609
Lazio	1	3.705.295
Liguria	1	824.516
Lombardia	10	6.531.546
Marche	5	1.157.867
Molise	1	302.701
Piemonte	12	3.388.821
Puglia	1	3.937.919
Sardegna	-	-
Sicilia	3	1.287.742
Toscana	4	1.081.360
Umbria	3	873.006
Valle d'Aosta	-	-
Veneto	10	3.548.377
ITALIA	67	30.830.746

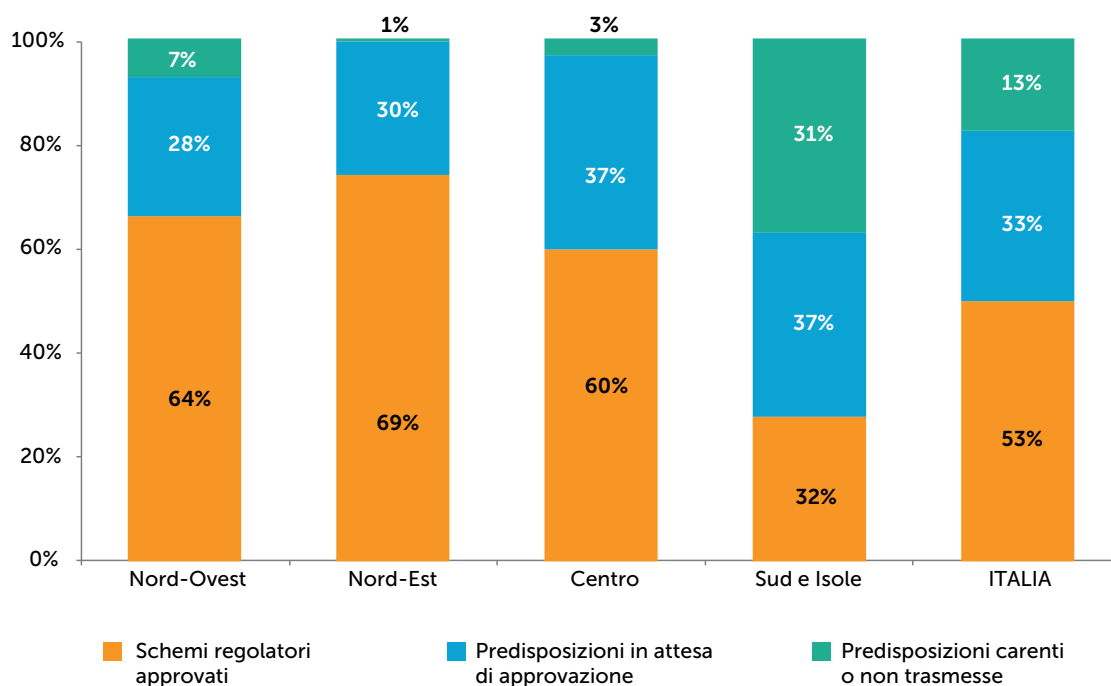
Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento alle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni, si distinguono:

- quelle per le quali le relative predisposizioni tariffarie sono state trasmesse dagli Enti di governo dell'ambito nel corso del 2023 (dunque oltre il previsto termine del 30 aprile 2022) e per cui sono in corso i necessari approfondimenti sull'aggiornamento dei dati e degli atti ricevuti. Al riguardo si rammenta che, poiché con la delibera del 28 dicembre 2023, 639/2023/R/idr è stato approvato il Metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 (MTI-4), l'Autorità – come da stabile impostazione regolatoria – completerà le istruttorie volte ad accertare la coerenza dei pertinenti dati tecnici e tariffari, nell'ambito delle verifiche sugli specifici schemi regolatori per il quarto periodo regolatorio (2024-2029), proposti dagli Enti di governo dell'ambito, nell'osservanza del metodo di cui all'allegato A alla citata delibera. Le determinazioni tariffarie adottate dal soggetto competente per le precedenti annualità saranno, quindi, valutate dall'Autorità – nell'ambito della quantificazione delle componenti a conguaglio di cui all'art. 28 dell'MTI-4 – in sede di approvazione del nuovo schema regolatorio;
- le realtà per le quali il soggetto competente non ha ancora ottemperato agli obblighi di trasmissione della proposta tariffaria (o ha provveduto alle determinazioni di competenza in modo carente), soprattutto nel Mezzogiorno, a fronte di specifiche complessità nella *governance* di settore. Si tratta di contesti che, no-

nostante i recenti positivi sviluppi nel riordino degli assetti locali⁶⁰, presentano ancora aree caratterizzate da criticità in merito alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato (con particolare riferimento a talune gestioni della Campania e della Sicilia).

FIG. 5.74 Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)

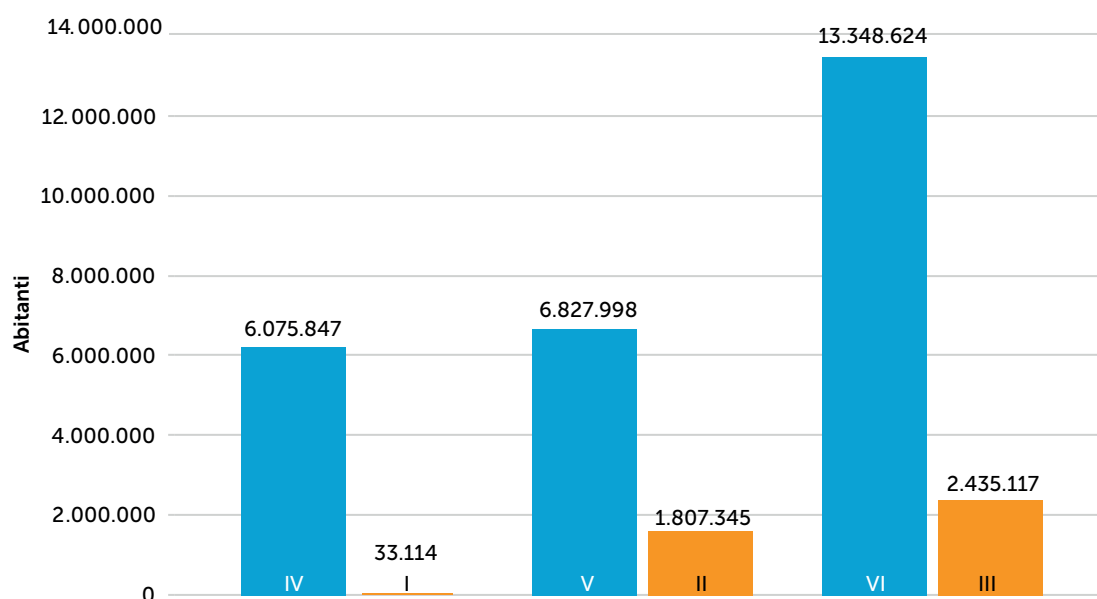


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Nell'ambito della matrice di schemi regolatori di cui all'art. 5 del MTI-3, le 66 gestioni interessate da specifici atti di approvazione da parte dell'Autorità sono state collocate – dai pertinenti soggetti competenti – come rappresentato (in termini di popolazione servita) nella figura 5.75, rilevando (come riportato nella tavola 5.8) che:

- per 16 gestioni (che erogano il servizio a 4.275.576 abitanti), le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli schemi I, II e III della citata matrice di schemi regolatori. Per il menzionato gruppo di operatori è stata approvata una variazione tariffaria media annua del 4,5% nel 2022 e del 4,0% nel 2023;
- per 50 gestioni (che servono 26.252.469 abitanti), le amministrazioni competenti hanno programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni esistenti, collocandosi negli schemi IV, V e VI. Per le gestioni in parola è stato deliberato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 5,2% nel 2022 e al 4,8% nel 2023.

⁶⁰ Si veda, in particolare, la diciottesima relazione ai sensi dell'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale", relazione 31 gennaio 2023, 38/2024/1/idr.

FIG. 5.75 Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.8 Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'Autorità (aggiornamento biennale 2022-2023)

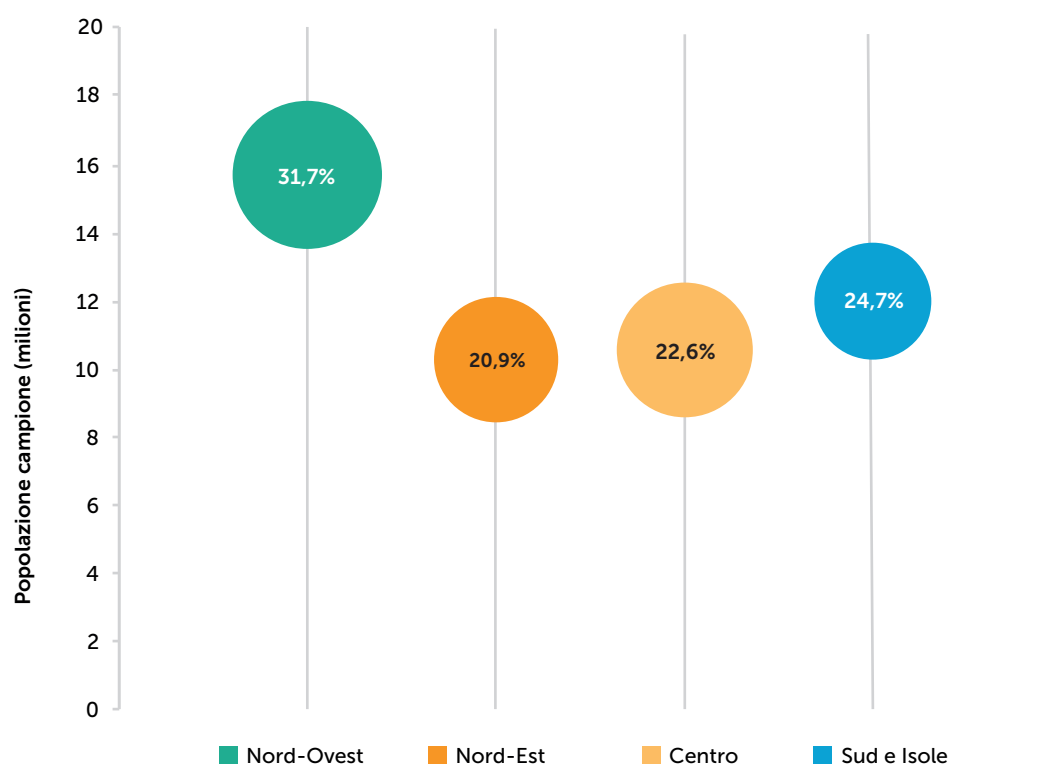
REGIONE	SCHEMI I, II, III				SCHEMI IV, V, VI			
	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA	
			2022	2023			2022	2023
Abruzzo	-	-	-	-	1	100.880	7,7%	7,7%
Basilicata	-	-	-	-	1	555.023	3,0%	3,0%
Emilia-Romagna	4	1.589.626	3,1%	1,9%	4	857.458	2,0%	1,8%
Friuli-Venezia Giulia	1	228.590	5,9%	5,9%	5	860.019	4,6%	5,8%
Lazio	-	-	-	-	1	3.705.295	5,7%	5,5%
Liguria	-	-	-	-	1	824.516	6,2%	6,2%
Lombardia	3	1.849.820	6,0%	5,9%	7	4.681.726	5,7%	5,1%
Marche	1	115.225	4,9%	4,9%	4	1.042.642	5,8%	3,8%
Piemonte	7	492.315	3,2%	2,7%	5	2.896.506	8,1%	7,6%
Puglia	-	-	-	-	1	3.937.919	2,0%	2,0%
Sicilia	-	-	-	-	3	1.287.742	5,8%	5,6%
Toscana	-	-	-	-	4	1.081.360	4,1%	1,1%
Umbria	-	-	-	-	3	873.006	4,5%	5,5%
Veneto	-	-	-	-	10	3.548.377	6,1%	5,7%
ITALIA	16	4.275.576	4,5%	4,0%	50	26.252.469	5,2%	4,8%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità

Le analisi proposte nel seguito, relative alle principali grandezze tariffarie del settore, riguardano un campione composto da 130 gestioni (per le quali la proposta di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie è stata trasmessa all'Autorità ai sensi delle delibere 580/2019/R/idr, 639/2021/R/idr e 229/2022/R/idr) che servono complessivamente 48.736.089 abitanti, distribuiti tra le diverse aree geografiche come illustrato nella figura 5.76. Il campione include 64 operatori, che servono una popolazione di 18.208.044 abitanti, che – alla data del 31 dicembre 2023 – non risultano ancora interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi ad oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori e per i quali, come anticipato, l'Autorità concluderà la relativa istruttoria in sede di approvazione della proposta tariffaria presentata per il quarto periodo regolatorio 2024-2029, ai sensi del MTI-4.

FIG. 5.76 Distribuzione della popolazione del campione per area geografica



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

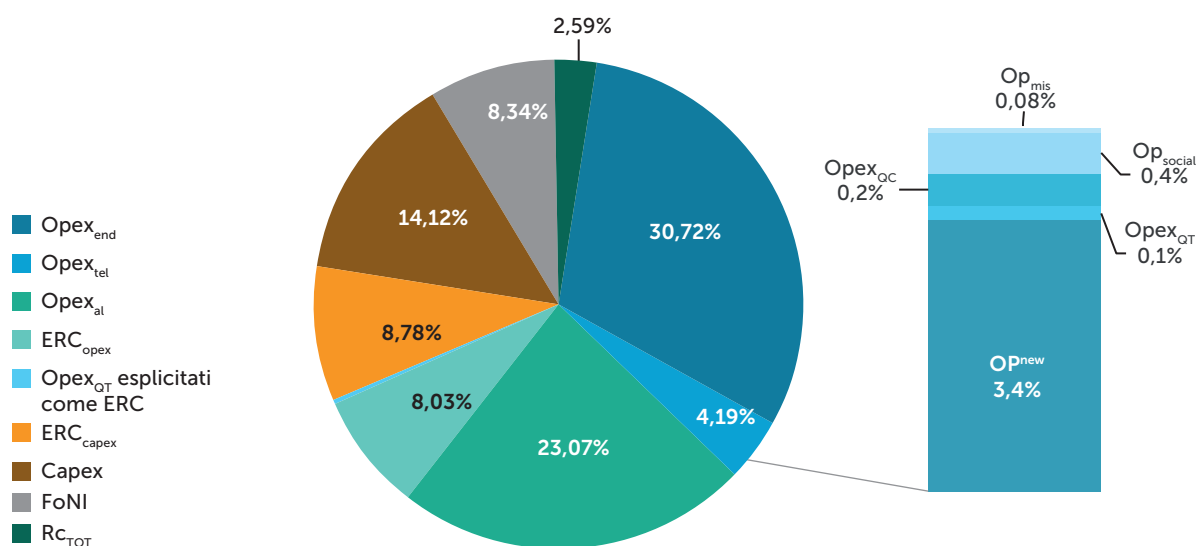
Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le proposte tariffarie trasmesse all'Autorità, riferite al campione sopra rappresentato (composto da 130 gestioni che servono 48.736.089 abitanti), portano a quantificare, per l'anno 2023, un ammontare complessivo di costi ammessi al riconoscimento tariffario (vincolo ai ricavi del gestore, VRG^a) pari a circa 8,6 miliardi di euro. Dalla figura 5.77 si evince che:

- il 66,2% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari è destinato alla copertura dei costi operativi (inclusivi di quelli esplicitabili come costi ambientali e della risorsa), distinti tra:
 - costi operativi endogeni – efficientabili – $Opex_{end}^a$ (30,7%);
 - costi operativi aggiornabili $Opex_{al}^a$ (23,1%), in sostanziale continuità con i dati illustrati nelle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, nonostante il diffuso ricorso, nelle annualità 2022 e 2023, alle misure straordinarie varate dall’Autorità per consentire di anticipare almeno in parte gli effetti del trend di crescita del costo dell’energia elettrica, di cui si dirà più diffusamente in seguito⁶¹;
 - costi operativi associati a specifiche finalità $Opex_{tel}^a$ (4,2%) riconosciuti su specifica istanza del soggetto competente. In particolare, si tratta di:
 - ✓ costi operativi di piano rivisti dal soggetto competente a seguito di un cambiamento sistematico ($OP^{new,a}$);
 - ✓ oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr ($Opex_{QT}^a$ per la parte non esplicitata come costi ambientali e della risorsa Erc^a);
 - ✓ oneri relativi all’adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con le delibere 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr e 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr ($Opex_{QC}^a$);
 - ✓ oneri di cui alla componente Op_{Social}^a connessi all’eventuale erogazione del *bonus* idrico integrativo, destinato ad agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione di settore, nonché agli interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell’allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr⁶²;
 - ✓ oneri aggiuntivi per favorire l’implementazione delle misure tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e per consentire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti, anche alla luce delle nuove disposizioni recate dalla delibera 609/2021/R/idr per l’integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato (Op_{mis}^a);
 - costi ambientali e della risorsa, per la parte specificatamente riferita ai costi operativi, Erc_{Opex}^a (8,2%), inclusivi di oneri aggiuntivi riconducibili agli obiettivi di qualità tecnica ai sensi della delibera 917/2017/R/idr esplicitati come ERC;
- il 22,9% del VRG^a è finalizzato alla copertura dei costi delle immobilizzazioni che, sulla base di quanto previsto nell’allegato A alla delibera 580/2019/R/idr, sono distinti nelle componenti $Capex^a$ (14,1%) ed Erc_{Capex}^a (8,8%), cui si aggiunge una quota dell’8,3% a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI^a);
- il 2,6% del VRG^a è destinato al recupero (in sede di conguaglio, RC_{TOT}^a) degli scostamenti rispetto ai dati effettivamente registrati con riferimento a talune variabili.

61 I costi operativi aggiornabili ($Opex_{al}^a$) comprendono i costi dell’energia elettrica, inclusivi della eventuale quota aggiuntiva di natura previsionale ($Op_{EE}^{exp,a}$), i costi degli acquisti all’ingrosso, oneri aggiuntivi per lo smaltimento dei fanghi di depurazione ($Co_{Afanghi}^a$), altre componenti di costo operativo (tra cui spese di funzionamento dell’Ente di governo dell’ambito, oneri di morosità calcolati in modo parametrico secondo quanto disposto dall’Autorità, oneri locali).

62 In particolare, la disposizione prevede che, con riferimento all’utenza domestica residente, in caso di mancato pagamento di fatture che complessivamente non superino di tre volte l’importo pari al corrispettivo annuo dovuto relativo al volume della fascia agevolata e/o nel caso in cui il medesimo utente non sia destinatario di procedure di costituzione in mora, le spese per la procedura di limitazione sono poste a carico del gestore e ammesse a riconoscimento tariffario secondo i criteri stabiliti dall’Autorità.

FIG. 5.77 Composizione del vincolo ai ricavi del gestore (anno 2023)


Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Da un'analisi maggiormente dettagliata della composizione del vincolo ai ricavi, emergono alcuni elementi di continuità con quanto illustrato nelle passate edizioni. In particolare, rispetto ai dati riportati nella *Relazione Annuale 2022*⁶³, risulta in lieve diminuzione l'incidenza dei costi di natura operativa (compresi di quelli esplicitati come costi ambientali e della risorsa) rispetto al VRG^a complessivo (66,2%). Circa la metà di tali oneri è riconducibile a specifiche finalità, precisate in ambito ERC^a, Opex^a_{tel} o Opex^a_{al}, in conseguenza del dispiegarsi della regolazione varata dall'Autorità che permette una migliore qualificazione delle componenti di costo rispetto alle finalità a cui le medesime sono rivolte.

Si conferma, in particolare, la dinamica dell'incidenza dei costi operativi endogeni (Opex^a_{end}), il cui andamento decrescente è registrato anche con riferimento al 2023 (con un peso del 30,7%). Tale trend che ha caratterizzato il terzo periodo regolatorio è, in parte, conseguente all'applicazione delle misure di promozione dell'efficienza gestionale con le quali l'Autorità ha introdotto uno *sharing* annuale del margine Δ Opex (dato dalla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2016 e il costo operativo efficientabile, Coeff, sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità), a decurtazione degli oneri ricompresi nel VRG^a nelle singole annualità del periodo 2020-2023.

Per quanto concerne la quota dei costi destinata al mantenimento e all'ammodernamento delle infrastrutture, si rileva – rispetto alla annualità precedente – una sostanziale stabilità del peso della componente Capex^a, inclusa la parte esplicitata come ERC^a, e una maggiore incidenza della quota del VRG^a destinata a rappresentare un'anticipazione per il finanziamento dei nuovi investimenti prioritari individuati nel territorio di pertinenza (FoNI^a), con un peso in aumento (dal 7,2% del 2022, all'8,3%), probabilmente anche tenuto conto delle necessità di co-finanziamento relative agli interventi ammessi a beneficiare delle risorse pubbliche stanziare nell'ambito del *Next Generation EU*.

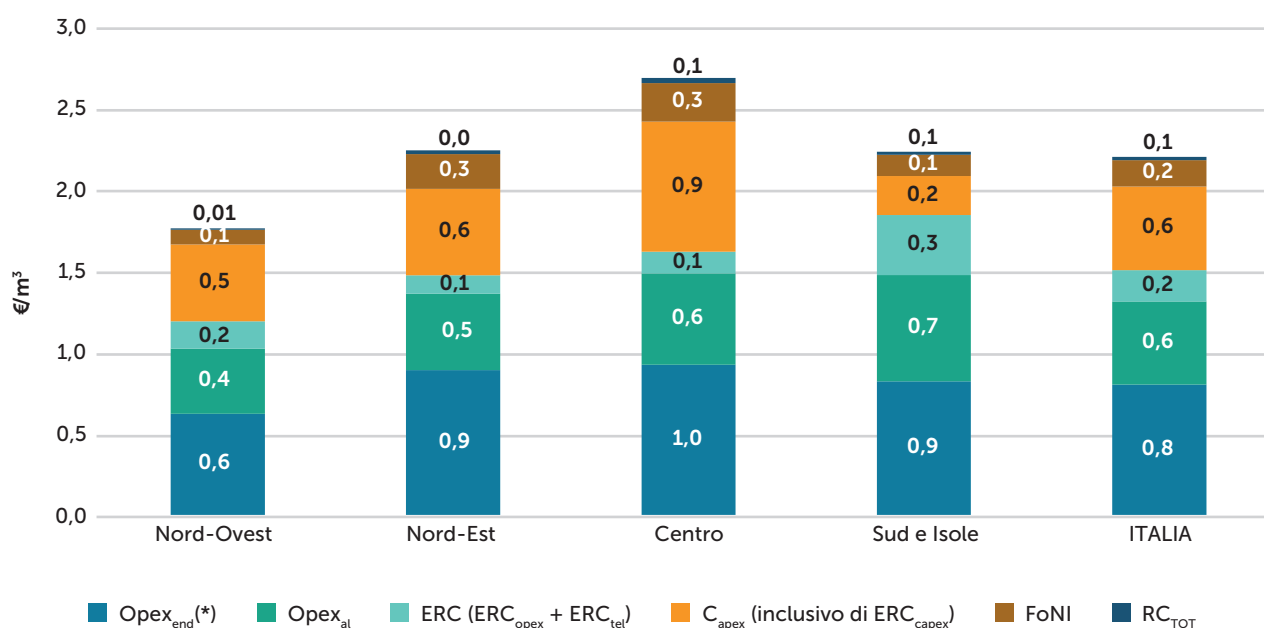
⁶³ I dati presentati nella *Relazione Annuale 2023* afferiscono a un campione di 118 operatori che servono 45.964.838 abitanti. Per il 2022, il VRG^a era così composto: per il 32,0% da Opex^a_{end}; per il 23,5% da Opex^a_{al}; per il 4,3% da costi operativi associati a specifiche finalità Opex^a_{tel}; per il 8,9% da ERC^a_{opex}; per il 23,2% da costi delle immobilizzazioni (inclusivi di Capex^a e ERC^a_{capex}); per il 7,2% da FoNI^a; per lo 0,8% da Rc^a_{TOT}.

Infine, con riguardo alla quota relativa alla componente RC_{TOT}^a , si evidenzia come la progressiva contrazione dei conguagli abbia visto, solo recentemente, una leggera inversione di tendenza (con un peso del 2,6% sul VRG^a del 2023), connessa principalmente a taluni fenomeni impreveduti e di *magnitudo* rilevante (spinta inflazionistica, in parte legata anche all'incremento dei costi dell'energia). L'incidenza, comunque contenuta, delle componenti tariffarie di conguaglio è in parte determinata dalla scelta, compiuta da alcuni Enti di governo, di ricorrere a forme di dilazione nel tempo rinviandone il riconoscimento tariffario ad annualità successive al 2023 (in un'ottica di sostenibilità della tariffa applicata agli utenti, comunque garantendo l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni).

Come per le passate edizioni, nella presente *Relazione Annuale* sono rappresentati congiuntamente sia la composizione del VRG^a per volumi erogati, sia l'eterogeneità dei costi unitari del servizio nelle diverse aree del Paese, per porre in rilievo alcune delle evidenze che hanno ormai assunto il carattere della continuità⁶⁴. In particolare, con riferimento alla composizione del VRG^a unitario mostrata nella figura 5.78, il minor valore medio del VRG^a per metro cubo erogato si registra nell'area Nord-Ovest e risulta pari a 1,99 euro/m³, mentre nel Centro, cui è ancora associata la maggiore quota di VRG^a destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni (0,89 euro/m³), il valore medio unitario del VRG^a si attesta su 2,96 euro/m³. Con riferimento ai costi operativi, considerando complessivamente gli $Opex_{end}^a$ e gli $Opex_{al}^a$, il valore medio nazionale è pari a 1,39 euro/m³, compreso tra il valore medio di 1,08 euro/m³ nell'area Nord-Ovest e di 1,63 euro/m³ nell'area Sud e Isole.

Risulta pertanto confermata la presenza dei rilevanti, e più volte citati, divari tra i costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario nelle diverse aree del Paese (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza). Tali differenze si rinvergono anche tra i valori minimi e i valori massimi registrati nell'ambito della medesima area geografica (Fig. 5.79): a livello nazionale, il VRG^a per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 2,40 euro/m³) varia tra un valore minimo (registrato nell'area Nord-Ovest e nell'area Sud e Isole) di 1,01 euro/m³ e un valore massimo (rilevato nel Centro) di 4,08 euro/m³.

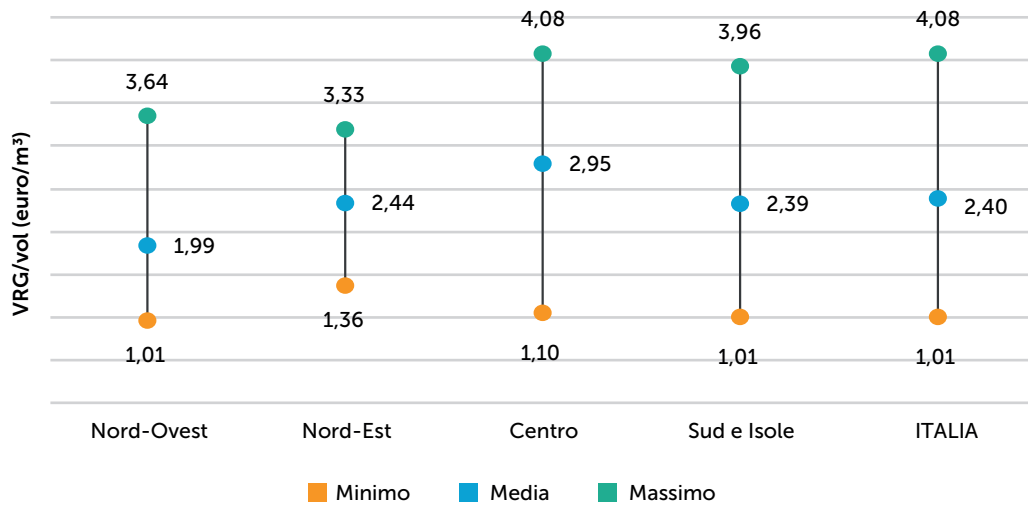
FIG. 5.78 Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per area geografica nel 2023



(*) Include eventuali OP^{new} , $Opex_{OC}$, $Opex_{OT}$, OP_{social} , OP_{mis} e OP_{COVID}

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

64 Nelle analisi svolte sulla composizione del VRG per volumi erogati e sui costi unitari del servizio sono stati espunti quattro operatori all'ingrosso e cinque *outlier*.

FIG. 5.79 Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come già accennato, l’Autorità, con delibera 580/2019/R/idr, ha introdotto un modello di promozione dell’efficienza gestionale definendo delle regole di riconoscimento dei costi operativi endogeni basati sulla ripartizione in *cluster* delle gestioni (Tav. 5.9)⁶⁵, che avviene in ragione di un confronto tra il costo operativo effettivo del gestore e il corrispondente costo stimato risultante dall’applicazione del modello statistico elaborato dall’Autorità.

Il posizionamento nella matrice dei *cluster* determina il livello di *sharing* annuale ($1 + \gamma_{ij}^{OP}$) da applicare alla differenza tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nell’annualità 2016 e il costo operativo efficientabile risultante dal bilancio del gestore della medesima annualità ($\Delta Opex$), solo se tale valore assume segno positivo. Per ciascun anno del periodo regolatorio 2020-2023, ai fini del riconoscimento degli $Opex_{end}^a$, la quota così calcolata viene decurtata dalla componente $Opex_{end}^{2018}$ opportunamente inflazionata.

⁶⁵ Per una rappresentazione dettagliata della stima della frontiera di costo si rimanda ai documenti per la consultazione 1° ottobre 2019, 402/2019/R/idr, e 19 novembre 2019, 480/2019/R/idr.

TAV. 5.9 Matrice dei cluster per la definizione dei γ_{ij}^{OP}

		CLUSTER (J) COSTO OPERATIVO STIMATO PRO CAPITE, $\frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}}$		
		CLUSTER A $0 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	CLUSTER B $74 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	CLUSTER C $90 < \frac{CO_{TOT}^S}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$
CLASSE (I) COSTO OPERATIVO PRO CAPITE, $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}}$	CLASSE A: $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 74$	$\gamma_{AA}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{AB}^{OP} = -1$	$\gamma_{AC}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₁ : $74 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 82$	$\gamma_{B1,A}^{OP} = -\frac{7}{8}$	$\gamma_{B1,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B1,C}^{OP} = -1$
	CLASSE B ₂ : $82 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 90$	$\gamma_{B2,A}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{B2,B}^{OP} = -\frac{9}{10}$	$\gamma_{B2,C}^{OP} = -1$
	CLASSE C ₁ : $90 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 103$	$\gamma_{C1,A}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C1,B}^{OP} = -\frac{5}{6}$	$\gamma_{C1,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C ₂ : $103 < \frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} \leq 116$	$\gamma_{C2,A}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C2,B}^{OP} = -\frac{3}{4}$	$\gamma_{C2,C}^{OP} = -\frac{9}{10}$
	CLASSE C _{over} : $\frac{CO_{TOT}}{pop + 0,25pop_{flut}} > 116$	$\gamma_{C_{over},A}^{OP} = 0$	$\gamma_{C_{over},B}^{OP} = -\frac{1}{2}$	$\gamma_{C_{over},C}^{OP} = -\frac{7}{8}$

Fonte: ARERA, allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (comma 17.1).

Da un'analisi dei dati trasmessi per i gestori ricompresi nel campione di riferimento, è risultato che lo strumento ha trovato attivazione – in quanto il $\Delta Opex$ è risultato positivo – nelle predisposizioni tariffarie di 63 gestori, che servono oltre 31 milioni di abitanti, circa il 64% della popolazione del campione. I menzionati gestori – sulla base del cluster di costo operativo stimato *pro capite* e della classe di costo operativo *pro capite* in cui i medesimi ricadono – si distribuiscono nell'ambito della matrice di cui al comma 17.1 dell'MTI-3 come rappresentato nella tavola 5.10.

TAV. 5.10 Distribuzione dei gestori tra i cluster di costo operativo stimato e le classi di costo operativo della matrice di cui all'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr

		CLUSTER (J) DI COSTO OPERATIVO STIMATO PRO CAPITE					
		CLUSTER A		CLUSTER B		CLUSTER C	
		GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)
CLASSE (I) DI COSTO OPERATIVO PRO CAPITE	CLASSE A	9	7.318.556	-	-	-	-
	CLASSE B1	5	8.320.278	2	399.808	-	-
	CLASSE B2	1	1.005.081	7	1.972.301	-	-
	CLASSE C ₁	6	3.505.824	7	2.289.500	2	234.764
	CLASSE C ₂	2	405.061	7	1.557.306	4	1.168.754
	CLASSE C _{over}	-	-	2	482.470	9	2.434.321
		23	20.554.800	25	6.701.385	15	3.837.839

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

L'ammontare complessivo della decurtazione da applicare alla componente $Opex_{end}^{2018}$ è risultato, per l'anno 2023, pari a circa 28 milioni di euro e corrispondente a circa l'1,6% della componente tariffaria di riferimento. Tale decurtazione, rispetto al valore del γ_{ij}^{OP} , è riportata nella tavola 5.11. Si ritiene opportuno esplicitare che le risorse in questione (che i gestori sono tenuti a versare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali) sono volte – ai sensi di quanto, da ultimo, esplicitato nella delibera 639/2021/R/idr – ad alimentare il Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato di cui all'articolo 36-bis dell'MTI-3. Con la finalità di assicurare un efficace avvio delle iniziative intraprese per la promozione dell'"adozione di soluzioni innovative (...) attraverso l'introduzione di specifici meccanismi e misure incentivanti" (in coerenza con quanto prospettato, con riferimento alle linee strategiche dell'Autorità per il periodo 2022-2025, nella delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A), i criteri per il primo utilizzo del Fondo in parola sono stati disciplinati nell'ambito dell'MTI-4, che – all'art. 37 – introduce specifici "Meccanismi incentivanti per la promozione della sostenibilità energetica e ambientale".

TAV. 5.11 Ammontare della decurtazione degli $Opex_{end}^{2018}$ distinto per valore dei γ_{ij}^{OP} (anno 2023)

γ_{ij}^{OP}	GESTORI (N.)	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$(1 + \gamma_{ij}^{OP}) * \max\{0; \Delta Opex\}$ (EURO)	INCIDENZA SU $Opex_{end}^a$
- 9/10	24	11.094.183	6.209.555	1,24%
- 7/8	14	10.754.599	8.898.224	1,32%
- 5/6	8	3.294.581	2.186.547	1,10%
- 3/4	13	5.063.130	9.224.305	2,60%
- 1/2	4	887.531	1.278.201	2,12%
TOTALE	63	31.094.024	27.796.832	1,55%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con l'MTI-3 l'Autorità ha previsto la facoltà per il soggetto competente di ricomprendere nell'ambito delle pertinenti proposte tariffarie (motivandone adeguatamente i presupposti) eventuali oneri aggiuntivi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$, rispetto a quelli ricompresi nelle componenti $Opex_{end}^a$ e $Opex_{at}^a$. Nel prosieguo della presente sezione verranno esaminate alcune delle componenti tariffarie che, nell'ambito delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, sono state incluse tra gli e in particolare gli $Opex_{QT}^a$ (Tav. 5.12), gli Op_{Social}^a (Tav. 5.13) e gli Op_{mis}^a (Tav. 5.14)⁶⁶. Rispetto alle rappresentazioni fornite, si ribadisce che i dati qui esposti derivano da un campione inclusivo di gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato i pertinenti atti di approvazione delle proposte tariffarie trasmesse.

Gli oneri aggiuntivi (in termini di costi operativi) per l'adeguamento agli standard di qualità tecnica ($Opex_{QT}^a$) – quantificati dai competenti Enti di governo per 51 gestioni, che erogano il servizio a 28.802.428 abitanti – ammontano complessivamente a circa 23,3 milioni di euro per l'anno 2023 (corrispondenti a 0,8 euro/abitante), con una quota prevalente esplicitata come ERC^a (61,5%), come si evince dalla tavola 5.12, in sostanziale continuità con quanto rappresentato nella precedente edizione della *Relazione Annuale*.

⁶⁶ Per una disamina degli oneri connessi all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, $Opex_{oc}^a$, si rinvia al paragrafo "Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale".

TAV. 5.12 $Opex_{OT}^a$ per l'anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE $Opex_{OT}^a$ (2023, EURO)		TOTALE $Opex_{OT}^a$ (inclusa quota ERC) (2023, EURO PRO CAPITE)
			$Opex_{OT}^a$ (2023, EURO)	$Opex_{OT}^a$ ESPLICITATI COME ERC ^a (2023, EURO)	
Nord-Ovest	14	8.668.735	1.636.266	6.702.040	1,0
Nord-Est	15	4.962.945	1.477.255	781.827	0,5
Centro	18	9.370.820	4.582.569	5.912.206	1,1
Sud e Isole	4	5.799.928	1.298.223	941.226	0,4
ITALIA	51	28.802.428	8.994.314	14.337.299	0,8

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.13 Op_{Social}^a in tariffa per l'anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	TOTALE Op_{Social}^a (2023, EURO)		TOTALE Op_{Social}^a (2023, EURO PRO CAPITE)
			Op_{Social}^a PER BONUS IDRICO INTEGRATIVO (2023, EURO)	Op_{Social}^a PER LIMITAZIONI EX COMMA 7.3, LETT. a), REMSI (2023, EURO)	
Nord-Ovest	15	9.661.238	7.538.799	1.864.462	1,0
Nord-Est	19	5.708.553	7.760.000	88.800	1,4
Centro	15	9.702.969	10.844.439	185.837	1,1
Sud e Isole	2	2.894.689	4.000.000	0	1,4
ITALIA	51	27.967.449	30.143.237	2.139.099	1,2

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

La tavola 5.13 è riferita, invece, alla componente tariffaria Op_{Social}^a (valorizzata, nell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie del 2023, per 51 gestioni che servono 27.967.449 abitanti) e ne riporta il dettaglio per area geografica. Le risorse destinate ad agevolazioni tariffarie migliorative rispetto a quelle minime previste dalla regolazione nazionale (c.d. *bonus* idrico integrativo), nonché, con riferimento alla disciplina della morosità, quelle riferite ai costi per l'intervento di limitazione associabile ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell'allegato A alla delibera 311/2019/R/idr (REMSI), ammontano a circa 32,3 milioni di euro nel 2023 (corrispondenti a 1,2 euro/abitante).

Infine, per un numero più contenuto di gestori (ma comunque in aumento rispetto alle rilevazioni del 2022) è stato fatto ricorso alla facoltà di valorizzare gli oneri (Op_{mis}^a) connessi all'implementazione di misure per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura ove ne ricorrano i presupposti (Tav. 5.14). Rispetto al totale delle 130 gestioni considerate nel campione, gli oneri in parola sono stati quantificati in 32 proposte tariffarie, con un ammontare complessivo riconosciuto nella tariffa del 2023 prossimo a 7,1 milioni di euro (circa 0,4 euro per abitante servito).

TAV. 5.14 Op_{mis}^a in tariffa per l'anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	Op_{mis}^a (2023, EURO)	Op_{mis}^a (2023, EURO PRO CAPITE)
Nord-Ovest	12	5.936.976	2.529.620	0,4
Nord-Est	5	2.124.689	409.727	0,2
Centro	12	8.127.420	2.408.929	0,3
Sud e Isole	3	1.747.321	1.745.126	1,0
ITALIA	32	17.936.407	7.093.402	0,4

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Misure per la sostenibilità energetica e ambientale introdotte con l'MTI-3

Tra gli elementi di novità introdotti per il terzo periodo regolatorio rientrano le misure orientate alla sostenibilità energetica e ambientale, nel solco della crescente attività legislativa promossa dalla Commissione europea in termini di promozione dell'efficienza energetica, in materia di trattamento dei rifiuti e di riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica nell'ambiente. L'Autorità ha infatti promosso, a partire dalla delibera 580/2019/R/idr, quattro assi principali che identificano obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale identificando le seguenti misure necessarie:

- efficienza energetica nelle attività e nelle infrastrutture qualora non riconducibile al servizio idrico integrato;
- riduzione dell'utilizzo della plastica mediante la promozione del consumo di acqua potabile anche tramite l'installazione di fontanelle;
- recupero di energia – elettrica e termica – e di materie prime mediante impianti o specifici trattamenti integrati nelle infrastrutture idriche, nonché diffusione di energia da fonti rinnovabili per l'alimentazione degli impianti del servizio idrico integrato;
- riuso dell'acqua trattata (ad esempio ai fini agricoli e industriali) al fine di promuovere una maggiore razionalizzazione della risorsa in particolare in contesti caratterizzati da fenomeni di siccità.

In termini di vincolo ai ricavi dei gestori, le citate misure hanno comportato, tra le varie: i) il riconoscimento, nella componente a copertura dei margini derivanti dalle altre attività idriche, di uno *sharing* maggiore a favore del gestore in presenza di misure innovative, caratterizzate da multi settorialità, che rispondono ai citati obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale (definite come "Attività b_2 "); ii) la previsione, nell'ambito di applicazione della componente a copertura dei costi di energia elettrica, di un fattore di *sharing* in funzione del risparmio energetico conseguito dagli operatori.

Alcune delle evidenze emerse sulla base dei dati del campione di riferimento sono rappresentate nelle tavole 5.15 e 5.16.

Nello specifico, per quanto concerne le "Attività b_2 ", si evidenzia una sostanziale prevalenza della voce relativa alla riduzione dell'utilizzo della plastica in particolare nell'area Centro. Dalle predisposizioni tariffarie relative al 2023 emerge che, complessivamente, la misura ha riguardato 30 gestioni del campione (che servono una popolazione pari a 16.456.529 abitanti), rendicontando almeno una voce di costo o di ricavo (di entità significativa) afferente alle "Attività b_2 ".

TAV. 5.15 Costi e ricavi delle Attività b_2 valorizzati in tariffa 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	RIDUZIONE UTILIZZO PLASTICA		RECUPERO ENERGIA E MATERIE PRIME		RIUSO ACQUA TRATTATA	
			COSTI 2023 (EURO)	RICAVI 2023 (EURO)	COSTI 2023 (EURO)	RICAVI 2023 (EURO)	COSTI 2023 (EURO)	RICAVI 2023 (EURO)
Nord-Ovest	9	7.490.924	1.711.065	410.371	1.779.771	1.128.043	22.414	0
Nord-Est	10	3.126.489	751.810	525.023	144.294	74.802	6.251	12.501
Centro	10	4.326.754	3.480.656	817.736	0	11.750	13.725	1.137.654
Sud e Isole	1	1.512.363	0	0	2.806	25.951	26.871	22.114
ITALIA	30	16.456.529	5.943.531	1.753.130	1.926.870	1.240.546	69.260	1.172.269

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per quanto concerne il riconoscimento di un fattore di *sharing* in ragione del risparmio energetico conseguito dai gestori, dalla tavola 5.16 si rileva che la misura ha riguardato 68 gestori (che servono 32.394.135 abitanti) e che il risparmio del costo di fornitura elettrica conseguito dai medesimi operatori per effetto di interventi di efficienza energetica ($\Delta^a_{\text{Risparmio}}$) incide complessivamente per 0,98% rispetto ai costi di energia elettrica ammessi a riconoscimento tariffario. In aggregato il valore dei risparmi conseguiti è di circa 5,5 milioni di euro, corrispondenti a circa 0,17 euro per abitante servito.

TAV. 5.16 Ripartizione del $\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ per area geografica, anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ 2023 (EURO)	INCIDENZA MEDIA $\Delta^a_{\text{Risparmio}}$ su Co^a_{EE}
Nord-Ovest	22	8.529.127	1.652.976	1,33%
Nord-Est	23	7.261.693	1.318.080	1,09%
Centro	15	8.962.788	1.233.852	0,88%
Sud e Isole	8	7.640.527	1.281.680	0,74%
ITALIA	68	32.394.135	5.486.588	0,98%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Le proposte di aggiornamento tariffario biennale 2022-2023 trasmesse all'Autorità hanno fatto rilevare un più diffuso impiego delle menzionate misure rispetto alle precedenti annualità, tuttavia l'Autorità medesima – in sede di definizione del Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio MTI-4 – ha introdotto accorgimenti (come meglio dettagliato nel Volume della presente *Relazione Annuale* dedicato all'“Attività svolta”) tali da consentire che le potenzialità delle stesse possano essere più efficacemente espresse nell'ottica di economia circolare nel settore e di sostenibilità ambientale del comparto idrico.

Alcuni elementi di novità introdotti per l'aggiornamento biennale (2022-2023) delle predisposizioni tariffarie: strumenti per la mitigazione degli effetti connessi dell'aumento del costo della fornitura elettrica

Anche nel settore idrico si sono registrati impatti, di natura prevalentemente finanziaria, derivanti dall'aumento dei costi dell'energia. Per far fronte a detta situazione emergenziale, già con la delibera 639/2021/R/idr l'Autorità – ai fini dell'aggiornamento dei costi operativi – ha previsto una componente tariffaria aggiuntiva di natura pre-

visionale ($Op_{EE}^{exp.a}$), da poter ricomprendere (per le annualità 2022 e 2023) nell'ambito della componente Co_{EE}^a su istanza motivata da parte dell'Ente di governo dell'ambito, volta ad anticipare almeno in parte gli effetti del trend di crescita del costo dell'energia elettrica, nell'ottica di assicurare la sostenibilità economico-finanziaria delle gestioni e di contenere l'impatto dei futuri conguagli sulla tariffa applicata agli utenti.

Per la quasi totalità delle gestioni del campione in esame (111 su un totale di 130 (tavola 5.17)) è stato fatto ricorso alla valorizzazione della citata componente di natura prospettica (per un importo complessivo, riferito al 2023, di circa 183,1 milioni di euro), quantificandola – in media – per un valore pari al 19% del costo di energia elettrica Co_{EE}^a di cui al comma 20.1 del MTI-3 (dato medio di poco inferiore al valore massimo ammissibile, posto pari al 25%). L'importo *pro capite* per il 2023 è stimabile in circa 4,4 euro per abitante servito.

TAV. 5.17 $Op_{EE}^{exp.a}$ in tariffa per l'anno 2023

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI GESTORI	POPOLAZIONE (ABITANTI)	$Op_{EE}^{exp.a}$ (2023, EURO)	$Op_{EE}^{exp.a}$ (2023, % Co_{EE}^a)
Nord-Ovest	37	14.466.504	50.799.125	18%
Nord-Est	28	8.575.958	32.853.229	18%
Centro	26	7.322.999	35.872.693	19%
Sud e Isole	20	11.285.057	63.527.944	20%
ITALIA	111	41.650.518	183.052.992	19%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Inoltre, per molti gestori è stata colta dai relativi soggetti competenti anche la possibilità di far ricorso agli ulteriori strumenti straordinari di sostegno economico e finanziario in relazione al costo dell'energia, introdotti dall'Autorità con delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr.

Si fa, nello specifico, riferimento (oltre che alla possibilità di richiedere, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, l'attivazione di forme di anticipazione finanziaria connesse al reperimento di risorse per far fronte a parte delle spese sostenute per l'acquisto di energia elettrica) alla facoltà di presentare motivata istanza all'Autorità, per il riconoscimento (ai sensi del comma 1.1, lett. c), della delibera 229/2022/R/idr) di costi aggiuntivi nell'ambito della quantificazione della componente di conguaglio "costi (...) per il verificarsi di eventi eccezionali" riferita all'anno 2023, ove l'entità del costo effettivo per l'acquisto di energia elettrica relativo al 2021 risultasse superiore a quello riconosciuto in applicazione delle regole di cui all'art. 20 e al comma 27.1 dell'MTI-3. L'Autorità ha, peraltro, previsto che l'istanza in discorso fosse corredata da un piano di azioni per il contenimento del costo dell'energia (attraverso anche l'esecuzione periodica delle diagnosi energetiche e la nomina di un tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia), con una valutazione del potenziale risparmio energetico, nonché delle misure per garantire la sostenibilità della tariffa per le utenze finali. Relativamente alle sole proposte tariffarie di aggiornamento biennale approvate dall'Autorità, la quota di conguaglio per eventi eccezionali del 2023 riferibile al recupero di costi di energia elettrica (afferenti al 2021) è stata quantificata per 16 operatori (che servono 5.880.128 abitanti) in circa 3,11 euro per abitante servito.

Altre regole per i conguagli

Con la delibera 639/2021/R/idr, l'Autorità, al fine di tenere doverosamente conto dell'esito dei contenziosi riferiti a talune disposizioni adottate in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, ha poi previsto che

l'Ente di governo dell'ambito riconsideri, su istanza del gestore per la copertura dei costi efficienti, le predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2012 e 2013, nonché al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011, potendo predisporre la componente di congruo aggiuntiva, RC_{ARC} , per ciascuno degli anni $a = \{2022, 2023\}$ eventualmente provvedendo:

- a) al recupero della differenza tra quanto riconosciuto nelle pertinenti predisposizioni tariffarie in applicazione delle regole per il computo del "Capitale investito netto del gestore del SII" di cui all'art. 11 dell'allegato A alla delibera 28 dicembre 2012, 585/2012/R/idr (di seguito: MTT) e quanto risulta determinando la "quota a compensazione del capitale circolante netto", CCN^{2012} e CCN^{2013} , di cui ai commi 11.2 e 11.3 dell'MTT, considerando nel computo oltre agli importi relativi ai ricavi e ai costi delle attività afferenti al servizio idrico, anche quelli riconducibili alle "Altre attività idriche" definite al comma 1.1 dell'MTT;
- b) al recupero della differenza tra quanto riconosciuto nelle pertinenti predisposizioni tariffarie in applicazione delle regole di cui al comma 42.3 dell'MTT per la determinazione della "sommatoria della quota parte di FoNI percepita in ciascun anno $n < m$ e non investita sino all'anno $m-2$ " (portata in detrazione del CIN^m) e quanto risulta considerando, ai fini del calcolo della componente $FoNI_{spesa}^m$, sia la spesa complessiva (effettuata in ciascun anno n) per la realizzazione dei nuovi investimenti individuati come prioritari, nonché per il finanziamento di agevolazioni tariffarie a carattere sociale e per le altre destinazioni d'uso della componente $\Delta CUIT_{FoNI}^a$ (secondo quanto previsto dal MTT), sia l'effetto fiscale (da aggiungersi alla citata spesa complessiva) ottenuto applicando l'aliquota 0,275 alla componente FoNI relativa agli anni 2012 e 2013;
- c) al recupero della differenza tra i "costi per variazioni sistemiche o eventi eccezionali", sub g) o h) del comma 45.1 dell'MTT e quelli eventualmente ammessi a recupero ai sensi del comma 29.1 dell'allegato A alla delibera 643/2013/R/idr (MTI);
- d) al recupero della differenza tra l'importo che, ai sensi delibera 25 giugno 2013, 273/2013/R/idr, è stato detratto dalla quota di remunerazione del capitale da restituire agli utenti relativamente al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011 e l'importo calcolato considerando – in luogo degli "oneri fiscali in ragione dell'imposta effettivamente pagata", degli "oneri finanziari effettivamente sostenuti dal gestore" e degli "accantonamenti per la svalutazione crediti", di cui al comma 2.3, lett. i), ii) e iii), della delibera 273/2013/R/idr – gli oneri finanziari e fiscali standardizzati calcolati nel rispetto dei criteri, dei parametri e delle regole di cui al titolo 5 dell'MTT.

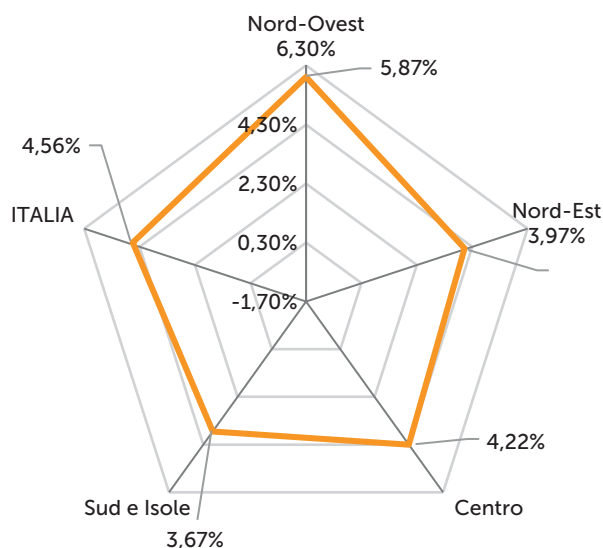
Le predisposizioni tariffarie contenenti, per il 2023, la quantificazione dei recuperi sopra menzionati (in parte già operati nell'ambito delle proposte tariffarie per il 2022) sono relative a 41 gestioni che servono circa 22,8 milioni di abitanti, corrispondenti a circa 0,9 euro per abitante servito.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con riguardo al campione di gestori di riferimento (alcuni dei quali, come sopra evidenziato, non risultano ancora interessati da provvedimenti dell'Autorità aventi a oggetto l'approvazione degli specifici schemi regolatori), si rileva che, a livello nazionale, in osservanza dei limiti di prezzo fissati dalla regolazione, la variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2023, rispetto all'anno precedente, risulta pari al 4,56%, variazione media annuale più contenuta di quella registrata nel 2022 (pari al 4,97%, per un campione di riferimento meno esteso, di 118 gestori che erogano il servizio a circa 46 milioni di abitanti).

Le variazioni rilevate nelle diverse aree del Paese mostrano una certa eterogeneità: si segnala, infatti, una variazione delle tariffe pari a +3,67% nell'area Sud e Isole, a +3,97% nel Nord-Est, a +4,22% nel Centro e a +5,87% nel Nord-Ovest (Fig. 5.80).

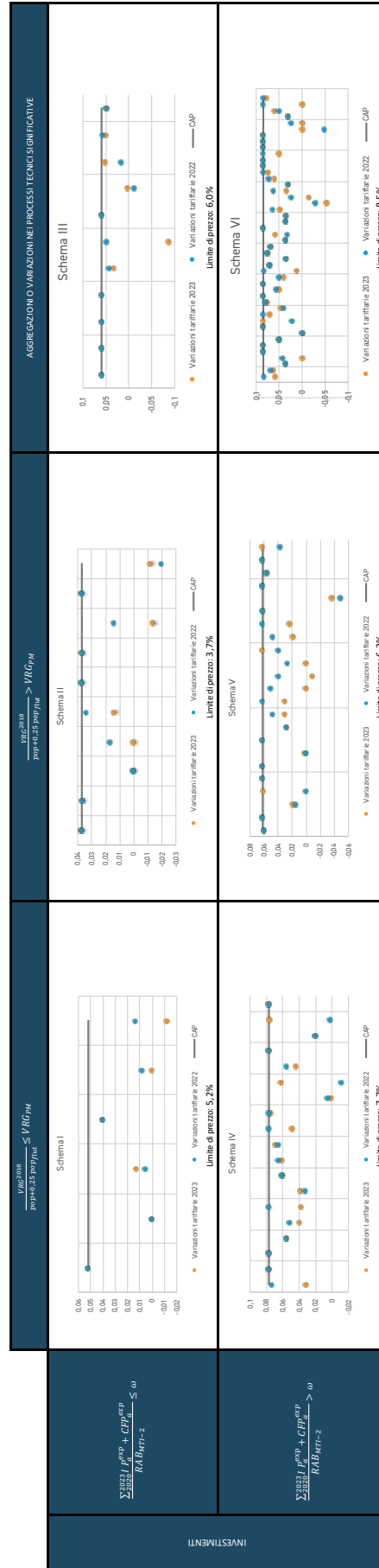
FIG. 5.80 *Variazione media per area geografica dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2023*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come mostrato dalla figura 5.81, tenuto conto delle scelte compiute dagli Enti di governo in ordine alla collocazione nella matrice di schemi, le variazioni annuali delle tariffe per gli anni 2022 e 2023 sono risultate prevalentemente contenute al di sotto del limite di prezzo fissato dalla regolazione vigente, risultando comunque pari (o prossime) al citato limite soprattutto per alcune delle gestioni interessate da un rilevante fabbisogno di investimenti rispetto al valore delle infrastrutture esistenti (operatori che si collocano nella seconda riga della citata matrice di schemi regolatori).

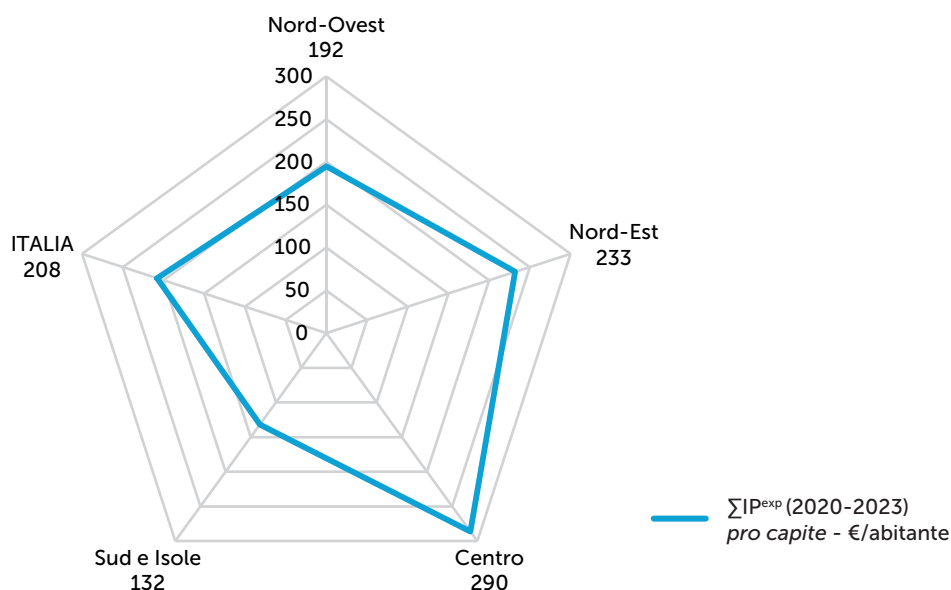
FIG. 5.81 Distribuzione delle variazioni tariffarie (anni 2022 e 2023) nell'ambito della matrice di schemi regolatori



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento agli investimenti programmati, come rivisti sulla base dei criteri e delle modalità di cui alla delibera 639/2021/R/idr, analizzando il medesimo campione sopra richiamato, il valore della spesa per investimenti *pro capite* (al netto di contributi pubblici) si attesta – per l'intero quadriennio 2020-2023 – a 208 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a 52 euro/abitante/anno), con valori pari a 290 euro/abitante nel Centro, a 233 euro/abitante nel Nord-Est e a 192 euro/abitante nel Nord-Ovest. Si conferma, inoltre, la previsione di risorse più contenute destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nell'area Sud e Isole, in cui, nel quadriennio considerato, il valore si ferma a 132 euro/abitante (Fig. 5.82).

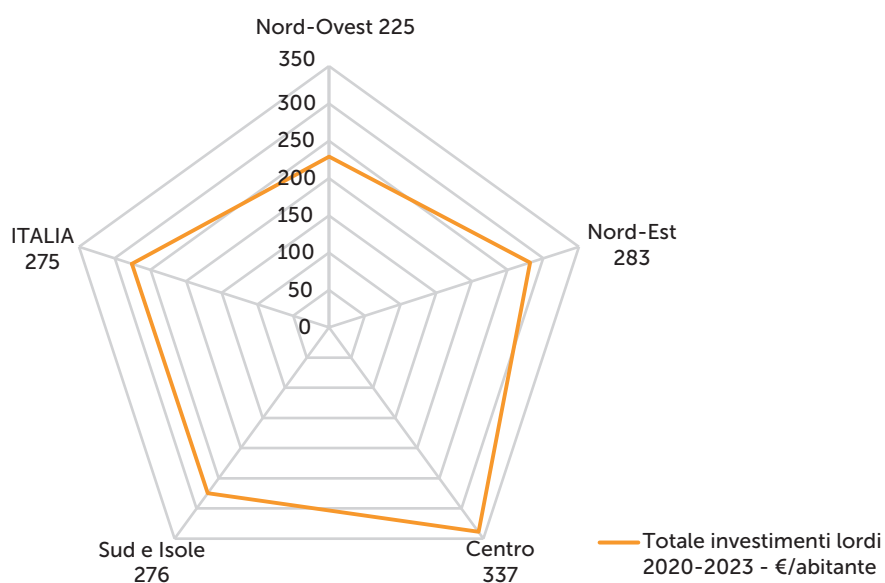
FIG. 5.82 Investimenti pro capite (al netto dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023, come rivisti in sede di aggiornamento tariffario 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Con riferimento al medesimo campione, gli investimenti programmati per il quadriennio 2020-2023 – al lordo delle previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per la realizzazione di infrastrutture idriche – risultano, in termini *pro capite*, pari a 275 euro/abitante a livello nazionale (corrispondenti a una spesa annuale per investimenti di 69 euro/abitante); il valore più elevato si riscontra nell'area del Centro, con 337 euro/abitante per il quadriennio 2020-2023 (Fig. 5.83). Questo risultato tiene conto del recepimento nei Programmi degli interventi (di cui il Piano delle opere strategiche costituisce parte integrante e sostanziale) dei progetti finanziati dalle risorse pubbliche stanziare nell'ambito degli strumenti del *Next Generation* EU, in esito a procedure di selezione delle proposte giunte a conclusione in data antecedente a quella di predisposizione dell'aggiornamento tariffario biennale.

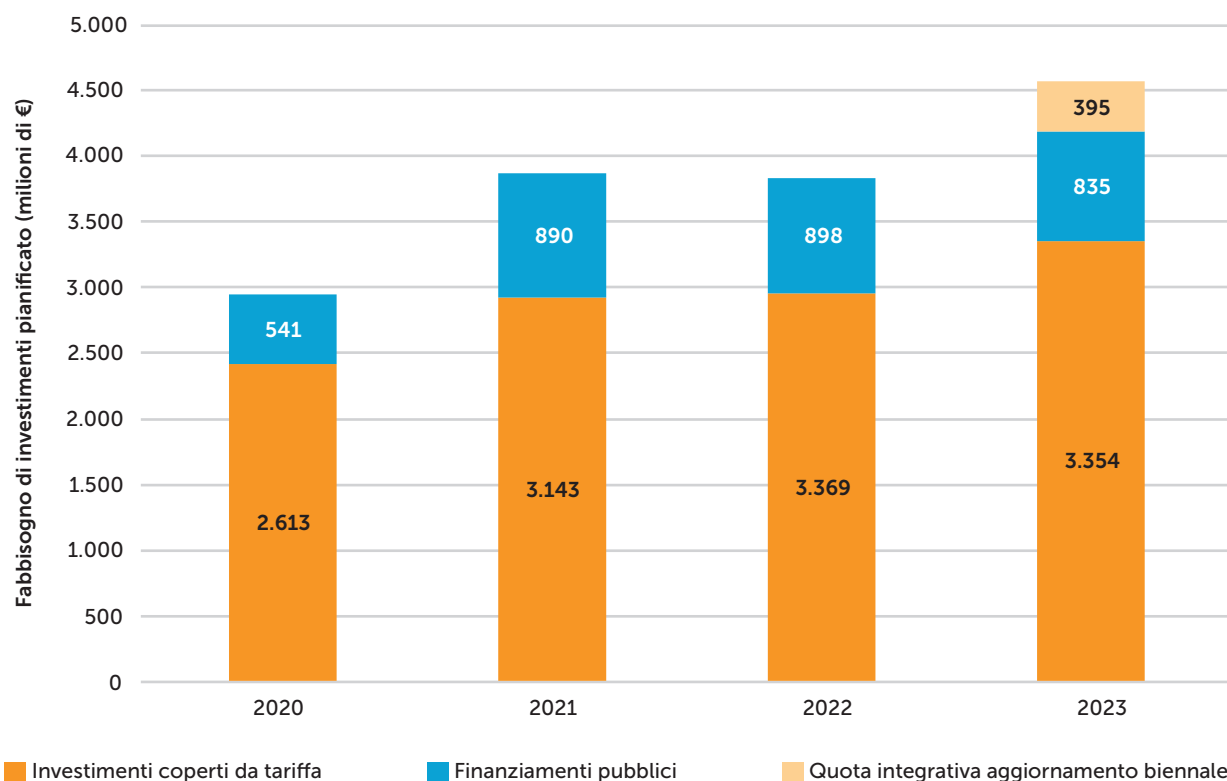
FIG. 5.83 Investimenti pro capite (al lordo dei contributi) per area geografica pianificati per il quadriennio 2020-2023 nell'ambito dell'aggiornamento tariffario 2022-2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Ricomprendendo nel campione anche i maggiori fornitori all'ingrosso e includendo i dati di gestioni escluse nelle analisi precedenti per la presenza di alcuni *outlier* in questa sede non rilevanti, la spesa per investimenti relativa a un *panel* di 139 gestioni che servono 49.463.872 abitanti ammonta complessivamente (considerando anche la disponibilità di fondi pubblici) a 13,6 miliardi di euro per il quadriennio, passando da 2,5 miliardi di euro nel 2020, a 3,2 miliardi di euro nel 2021 e nel 2022 e a 4,6 miliardi di euro nel 2023.

La figura 5.84 riporta il *trend* degli investimenti complessivamente pianificati nel quadriennio 2020-2023, ottenuto integrando l'estensione, a livello nazionale, del fabbisogno di investimenti programmato (come presentata nella *Relazione Annuale 2023*), con la quota aggiuntiva di investimenti risultante dall'aggiornamento della pianificazione riferita al 2023 per il menzionato campione di 139 operatori, anche considerando che per taluni degli ambiti territoriali ottimali caratterizzati da perdurante inerzia nel procedere all'affidamento del servizio, risultano ancora in corso le procedure per l'aggiornamento degli atti di pianificazione – e, in particolare, del programma degli interventi ricompreso nel Piano d'ambito – richiesti anche ai fini dell'assegnazione del servizio, in attuazione di quanto disposto dall'art. 14 del DL 9 agosto 2022, n. 115.

FIG. 5.84 Trend degli investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2020-2023 (in milioni di euro)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione per schemi regolatori *pro tempore* vigente, l'Autorità ha condotto, come di consueto, specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2020 e 2021.

Sulla base dei dati comunicati nell'ambito delle predisposizioni tariffarie trasmesse per l'aggiornamento biennale 2022-2023, le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno confermato i generali miglioramenti nella capacità di realizzazione degli investimenti programmati (pur con una certa variabilità fra le gestioni del *panel*). Il tasso di realizzazione⁶⁷ è risultato pari a circa il 107% nel 2020 (anno per il quale, comunque, l'aggiornamento delle pianificazioni è avvenuto in corso d'anno, e le cautelative previsioni di investimento hanno tenuto conto dei rallentamenti dei cantieri dovuti all'emergenza epidemiologica da Covid-19) e al 95% nel 2021, con valori più contenuti per i gestori operanti nell'area Sud e Isole (il cui tasso di realizzazione, per il 2021, si è attestato al 77%), per i quali sembrano permanere talune criticità in ordine all'esecuzione degli interventi (Tav. 5.18). Si ritiene opportuno evidenziare che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso".

67 In particolare, il tasso di realizzazione tiene conto del fabbisogno di investimenti pianificato per ciascun anno t (IP_t^{exp}) e degli investimenti realizzati in ciascun anno t , calcolati considerando:

- l'incremento del valore delle immobilizzazioni di categoria c risultante dalle fonti contabili $IP_{t,c}$ (inclusivo del valore dei contributi a fondo perduto CFP);
- la spesa sostenuta per l'avanzamento delle opere classificate come "lavori in corso", ossia la variazione del saldo delle immobilizzazioni in corso rispetto all'anno precedente (ΔLIC).

TAV. 5.18 Ripartizione per area geografica dei tassi di realizzazione degli investimenti previsti per il biennio 2020-2021

AREA GEOGRAFICA	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2020	TASSO DI REALIZZAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DEL 2021
Nord-Ovest	112%	105%
Nord-Est	104%	94%
Centro	105%	98%
Sud e Isole	108%	77%
ITALIA	107%	95%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Articolazione dei corrispettivi

Con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr e il relativo allegato A (di seguito TICS), l'Autorità, nell'ottica di garantire la trasparenza, l'*accountability* e la *cost-reflectivity* del settore, ha definito i criteri alla base delle strutture dei corrispettivi applicati agli utenti, ai fini di un progressivo riordino delle previgenti articolazioni tariffarie, per una omogeneizzazione delle stesse in termini di razionalizzazione delle tipologie d'uso.

In particolare, l'Autorità, all'art. 3, comma 3.4, lett. a), del TICS, aveva introdotto un meccanismo graduale che prevedeva, in sede di prima applicazione della nuova disciplina, l'adozione di tariffe per l'utenza domestica residente secondo un criterio di tipo *pro capite* standard (ossia considerando un'utenza domestica residente tipo di tre componenti), nelle more del completamento di un set informativo necessario all'applicazione di tariffe *pro capite* puntuali. A partire dal 1° gennaio 2022, rilevano invece le previsioni di cui all'art. 3, comma 3.4, lett. b), del TICS, che introducono, per l'utenza domestica residente, tariffe *pro capite* basate sull'effettiva numerosità dei componenti il nucleo familiare di ciascuna utenza.

Le analisi che seguono aggiornano, con le strutture in vigore nell'annualità più recente 2023, le elaborazioni descritte nella scorsa edizione della *Relazione Annuale*, condotte sulle strutture dei corrispettivi adottate per il 2022, secondo le previsioni di cui al citato comma 3.4, lett. b), del TICS, e riguardano un campione di 63 operatori⁶⁸ che operano in 49 ATO/*sub*-ambiti e che servono circa 34 milioni di abitanti (Tav. 5.19), in continuità con l'annualità precedente.

Per ciascuna delle gestioni del campione è stata analizzata la struttura dei corrispettivi *pro capite* associata all'utenza domestica residente, prendendo a riferimento un'utenza tipo di tre componenti il nucleo familiare. In particolare, la tavola 5.20 mostra la struttura media, ottenuta attraverso una media ponderata per la popolazione dei limiti inferiori e superiori di ciascuno scaglione.

⁶⁸ Si consideri che per 24 gestioni del campione (che erogano il servizio a circa 9,5 milioni di abitanti) i moltiplicatori tariffari proposti dal soggetto competente sono ancora in fase di specifica istruttoria, ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità.

TAV. 5.19 Campione di riferimento (numero di ambiti, abitanti e numero di gestioni)

AREA GEOGRAFICA	NUMERO ATO/SUB-ATO	POPOLAZIONE (ABITANTI)	NUMERO GESTIONI
Nord-Ovest	12	8.606.957	19
Nord-Est	15	7.769.325	21
Centro	14	8.054.999	14
Sud e Isole	8	9.392.025	9
ITALIA	49	33.823.306	63

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.20 Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: scaglioni di consumo, anno 2023 (valori medi)

	SCAGLIONE A TARIFFA AGEVOLATA	SCAGLIONE A TARIFFA BASE	SCAGLIONE DI I ECCEDENZIA	SCAGLIONE DI II ECCEDENZIA	SCAGLIONE DI III ECCEDENZIA
Minimo di scaglione (m ³)	0	77	150	235	336
Massimo di scaglione (m ³)	76	149	234	335	-
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306	33.823.306	32.277.268	22.984.686	22.984.686

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In particolare, la tavola 5.20 mostra che la fascia di consumo a cui è associata una tariffa agevolata risulta in media più ampia (76 m³) di quella indicata nel TICSÌ, evidenziando come molti soggetti competenti abbiano fatto ricorso alla facoltà, introdotta dal provvedimento da ultimo richiamato, di individuare un'ampiezza della classe a tariffa agevolata superiore a quella minima definita dall'Autorità e fissata pari a 54,75 m³/anno per un'utenza domestica residente tipo composta da tre persone (tenuto conto del quantitativo minimo vitale di 50 litri/abitante/giorno, ossia 18,25 m³/abitante/anno). In coerenza con le previsioni del TICSÌ, infatti, la numerosità del nucleo familiare incide sull'ampiezza degli scaglioni – agevolato, base e di eccedenza – estendendoli, nel caso di utenze numerose, e restringendoli, nel caso di utenze poco numerose, al fine di tener adeguatamente conto dell'utilizzo della risorsa idrica correlato all'effettiva esigenza legata alla numerosità del nucleo. In relazione a questo specifico aspetto, da un'analisi più di dettaglio sulle singole scelte di articolazione operate dai soggetti competenti, si osserva che, accanto a una maggioranza di gestioni che applicano un criterio di rigorosa proporzionalità nel dimensionare ciascuna fascia di consumo rispetto al numero di componenti, sono presenti nel campione alcune gestioni (che servono 3,9 milioni di abitanti) per le quali l'ampiezza di ogni scaglione cresce in maniera meno che proporzionale in base alla numerosità, utilizzando dei fattori di scala potenzialmente correlati ai dati di consumo empiricamente riscontrati per numero di componenti il nucleo familiare.

Dall'analisi della tariffa media applicata al servizio di acquedotto, riportata nella tavola 5.21, si rileva un valore della tariffa agevolata in media pari a 0,60 euro/m³, da cui si desume un livello di agevolazione media applicata pari a circa il 40% della tariffa base, valore ricadente nell'intervallo stabilito dal TICSÌ (compreso tra il 20% e il 50% della tariffa base).

Con riferimento al rapporto tra la tariffa della terza eccedenza rispetto alla tariffa agevolata, per il campione esaminato, si rileva un valore in media pari a circa 4,8, in linea con la disposizione del TICSÌ di cui al comma 5.3 che ne impone il limite nel rapporto di 1:6.

TAV. 5.21 *Struttura della quota variabile del servizio di acquedotto per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2023*

	TARIFFA AGEVOLATA	TARIFFA BASE	TARIFFA DI I ECCEDEZZA	TARIFFA DI II ECCEDEZZA	TARIFFA DI III ECCEDEZZA
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,604	1,015	1,578	2,258	2,889
Massimo (euro/m ³)	1,327	2,008	4,638	4,799	7,198
Minimo (euro/m ³)	0,142	0,177	0,364	0,581	0,622
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306	33.823.306	32.277.268	22.984.686	22.984.686

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

In relazione ai corrispettivi variabili per i servizi di fognatura e depurazione, si rileva la presenza di tariffe *flat* al variare del consumo, in aderenza al comma 6.2 del TICSÌ, i cui valori di riferimento (pari, in media, a 0,276 euro/m³ per la fognatura e a 0,680 euro/m³ per la depurazione) sono riportati nella tavola 5.22.

TAV. 5.22 *Quota variabile dei servizi di fognatura e depurazione per l'utenza domestica residente: tariffe unitarie, anno 2023*

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	0,276	0,680
Massimo (euro/m ³)	0,760	1,281
Minimo (euro/m ³)	0,146	0,351
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306	

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

TAV. 5.23 *Corrispettivi fissi per il SII per l'utenza domestica residente, anno 2023*

	QUOTA FISSA ACQUEDOTTO	QUOTA FISSA FOGNATURA	QUOTA FISSA DEPURAZIONE	QUOTA FISSA SII
Media ponderata della popolazione (euro/m ³)	20,1	5,3	11,2	36,6
Massimo (euro/m ³)	48,2	22,2	30,8	87,9
Minimo (euro/m ³)	2,3	0,6	0,6	6,6
Popolazione residente (abitanti)	33.823.306			

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Per quanto attiene alla quota fissa i cui valori di riferimento sono riportati nella tavola 5.23, si riscontra un valore medio del corrispettivo fisso per il servizio idrico integrato pari a 36,6 euro/anno, di cui 20,1 euro/anno per il

servizio di acquedotto, 5,3 euro/anno per il servizio di fognatura e 11,2 euro/anno per il servizio di depurazione, con una elevata variabilità tra i valori minimi e i valori massimi.

Spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato per l'anno 2023

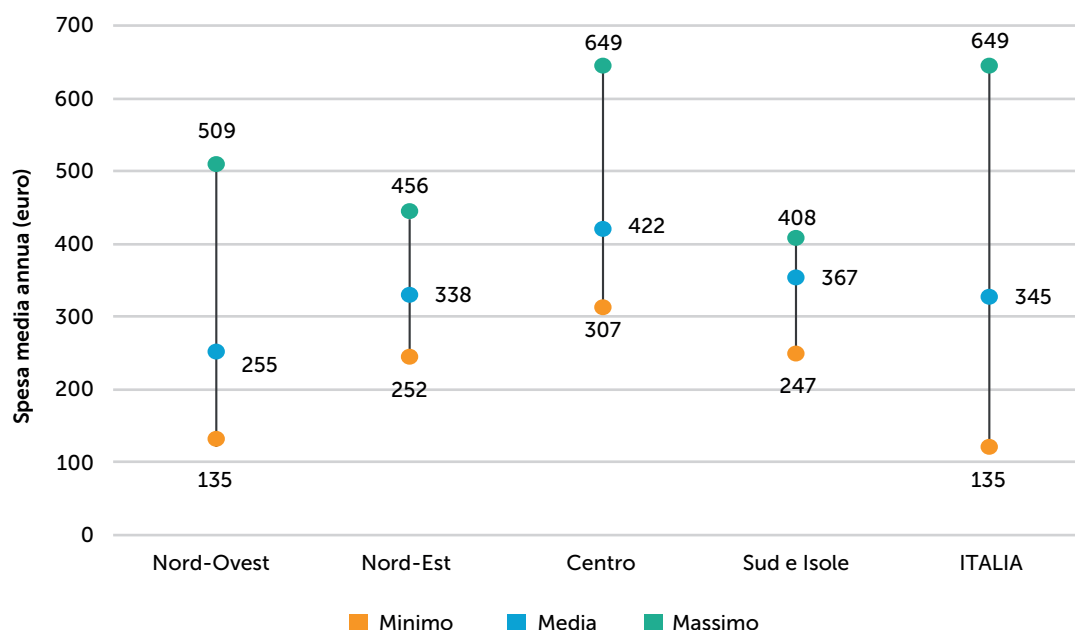
Come riportato nella tavola 5.24, considerando le gestioni del campione di riferimento, la spesa media sostenuta nel 2023 da un'utenza domestica residente tipo (famiglia di tre persone con consumo annuo pari a 150 m³), comprensiva di IVA al 10%, risulta a livello nazionale pari a 345 euro/anno (2,30 euro per metro cubo consumato), con un valore medio più contenuto nel Nord-Ovest (255 euro/anno) e più elevato al Centro (422 euro/anno). Come più volte rilevato, anche i dati relativi al 2023 confermano che la spesa più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile proprio nella macro-area del Paese in cui i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo 2020-2023, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso la tariffa.

TAV. 5.24 Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2023 (spesa media, inclusa IVA, per consumi annuali di 150 m³; spesa annua in euro/anno, spesa unitaria in euro/m³)

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA (euro/anno)	SPESA UNITARIA (euro/m ³)
Nord-Ovest	Media ponderata su popolazione	254,5	1,70
	Massimo	509,5	3,40
	Minimo	134,9	0,90
Nord-Est	Media ponderata su popolazione	338,4	2,26
	Massimo	455,8	3,04
	Minimo	252,2	1,68
Centro	Media ponderata su popolazione	421,8	2,81
	Massimo	648,8	4,33
	Minimo	306,8	2,05
Sud e Isole	Media ponderata su popolazione	367,4	2,45
	Massimo	407,7	2,72
	Minimo	246,6	1,64
ITALIA	Media ponderata su popolazione	345,0	2,30
	Massimo	648,8	4,33
	Minimo	134,9	0,90

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Come rappresentato anche nella figura 5.85, la spesa annuale dell'utenza domestica presenta un'elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio. A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest la famiglia tipo con consumo di 150 m³/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari, in media, a 255 euro/anno, valore compreso tra un minimo di 135 euro/anno e un massimo di 509 euro/anno.

FIG. 5.85 Variabilità della spesa media annua nel 2023 (in euro per consumi annuali di 150 m³)

Fonte: ARERA, elaborazioni su dati dei gestori.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.25), si osserva come il 38,8% circa della spesa sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 133,7 euro/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 41,4 euro/anno (12,0% del totale) e a 101,9 euro/anno (29,5%).

TAV. 5.25 Componenti della spesa media nel 2023 (spesa in euro/anno)

SPESA	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA
Spesa per consumi di 150 m ³	133,7	41,4	101,9	36,6	31,4
Incidenza sulla spesa totale	38,8%	12,0%	29,5%	10,6%	9,1%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati dei gestori.

Qualità contrattuale

Nel corso del mese di aprile 2023 si è chiusa l'edizione annuale della raccolta dati "Qualità contrattuale del servizio idrico integrato"⁶⁹, finalizzata a permettere all'Autorità, nell'ambito delle proprie funzioni di regolazione e controllo, di acquisire informazioni in merito alle prestazioni rese dai gestori del servizio idrico integrato (SII) nel

⁶⁹ La raccolta dati viene effettuata anche al fine di sistematizzare le informazioni che i gestori del servizio idrico integrato (di seguito anche SII) sono tenuti a trasmettere in ottemperanza agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

corso del 2023 e di monitorare l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza in seguito all'introduzione degli standard minimi, omogenei sul territorio nazionale, avvenuta con la delibera 655/2015/R/idr e il relativo allegato A, recante "La regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato" (RQSII), entrata in vigore il 1° luglio 2016. Con la raccolta sono stati acquisiti anche i dati di riepilogo utili alla valutazione dei macro-indicatori di qualità contrattuale sui quali è basato il meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr.

La raccolta dati è stata rivolta, come per le precedenti edizioni, a tutti i gestori del servizio idrico integrato, nonché agli Enti di governo dell'ambito (di seguito anche EGA), chiamati a validare le informazioni dichiarate dai pertinenti gestori al fine di verificarne la correttezza, la coerenza e la congruità e segnalare eventuali necessità di modifica o integrazione.

Attraverso la presente *Relazione Annuale* viene fornita una illustrazione in forma aggregata dei risultati comunicati dai gestori relativamente all'annualità 2023, rinviando a un secondo momento la diffusione puntuale dei dati afferenti alle singole gestioni, che verranno pubblicati sul sito internet dell'Autorità, in attuazione a quanto previsto dal comma 77.7 della RQSII, al fine di rafforzare nei consumatori la consapevolezza circa le caratteristiche dei servizi offerti dagli operatori.

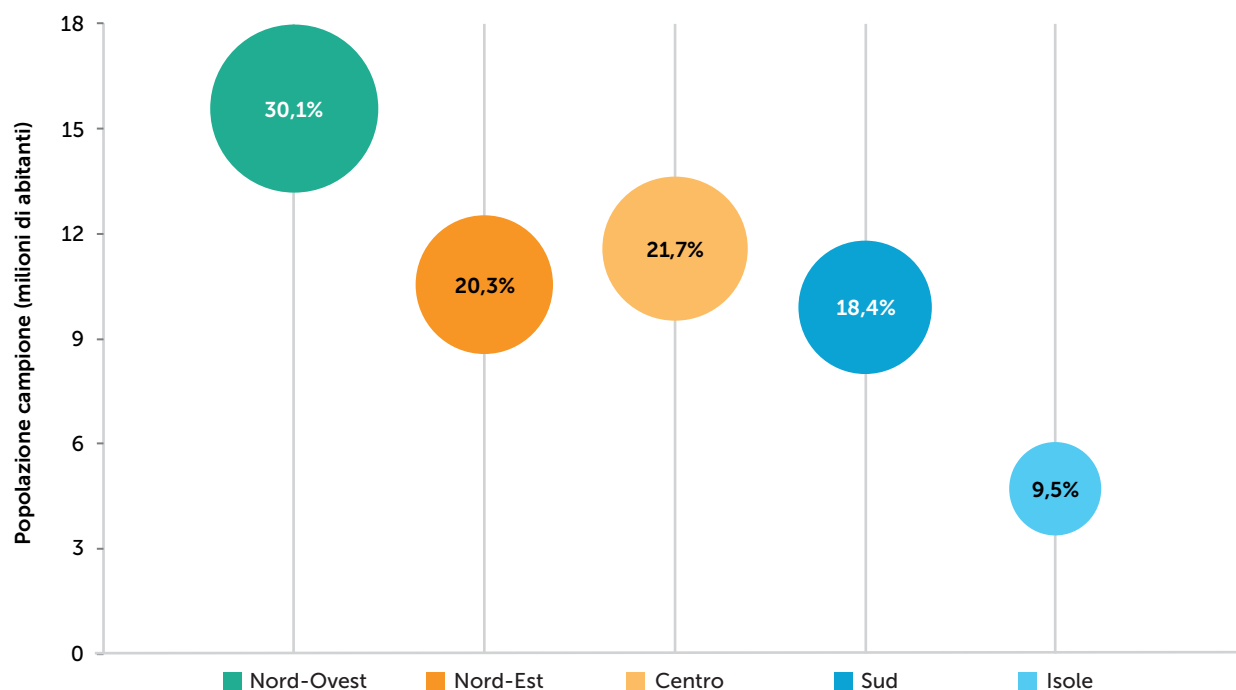
Si precisa che i dati di qualità contrattuale sono forniti per singola gestione, in riferimento ai singoli ambiti territoriali in cui viene erogato il servizio, e le informazioni sono raggruppate sulla base delle prestazioni rese all'utenza per tipologia d'uso⁷⁰.

Nei successivi sottoparagrafi vengono riportati gli esiti di un'analisi effettuata su un *panel* composto da 234 gestioni, che copre circa l'88,5% della popolazione residente italiana (52,2 milioni di abitanti). Nella figura 5.86 viene rappresentata la distribuzione percentuale del *panel* tra le diverse aree geografiche: per il 2023, il 50,4% della popolazione servita dalle gestioni rispondenti alla raccolta dati è residente nelle Regioni del Nord, il 21,7% nelle Regioni del Centro, il 18,4% nelle Regioni del Sud e il 9,5% nelle Isole. Tale distribuzione risulta sostanzialmente in linea con quella del campione di riferimento per la disamina dei dati relativa all'anno 2022⁷¹, per la quale si rimanda alla *Relazione Annuale 2022*.

70 Si sottolinea che, sulla base di quanto disposto con delibera 547/2019/R/idr, a partire dal 2020, le prestazioni di qualità contrattuale sono registrate con riferimento alle sotto-tipologie d'uso previste dal TICSII (allegato A alla delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr), e sono poi comunicate all'Autorità secondo le tipologie d'uso previste dal medesimo TICSII, ossia:

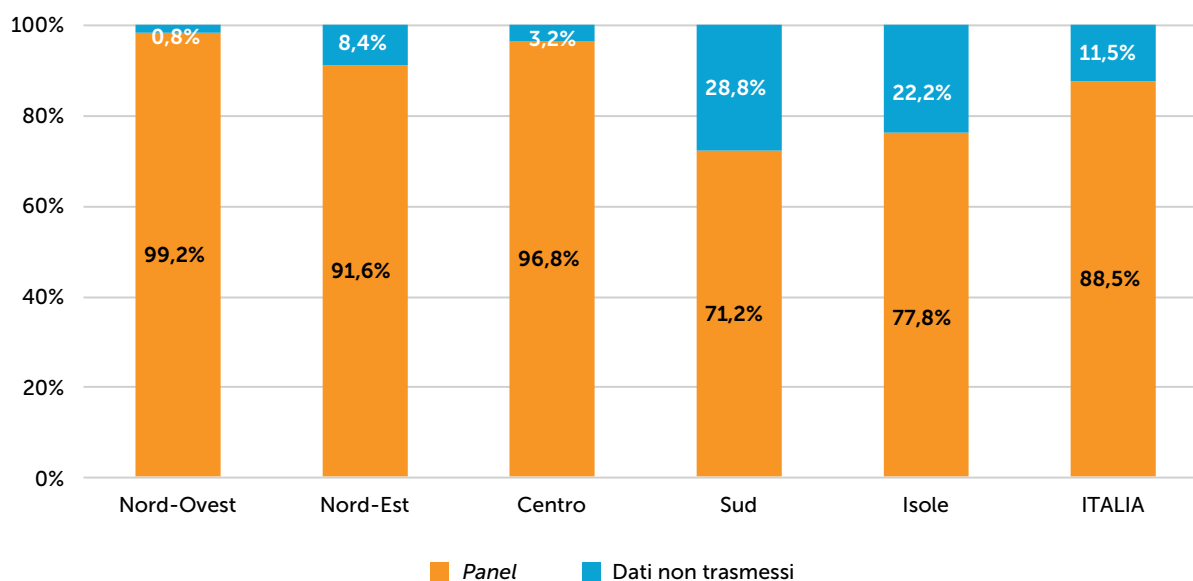
- uso domestico (art. 2 TICSII);
- uso diverso dal domestico (art. 8 TICSII).

71 Complessivamente ha risposto alla raccolta dati relativa al 2022 un insieme di 262 gestioni, che erogano il servizio a circa l'87,5% della popolazione residente italiana.

FIG. 5.86 Ripartizione del panel 2023 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Confrontando la distribuzione geografica della popolazione servita dal *panel* con la popolazione residente nelle diverse aree geografiche (Fig. 5.87), si evince che le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest, con una copertura pressoché totale (99,2%) e il Centro, con una copertura pari al 96,8%, seguite dal Nord-Est, con una copertura dell'91,6%. Come per le precedenti edizioni della raccolta dati, risultano meno rappresentate le aree del Sud (71,2%) e delle Isole (77,8%), pur mostrando quest'ultima un incremento rispetto all'anno precedente (copertura del 70,2% nel *panel* 2022); si conferma, pertanto l'incidenza delle differenti caratteristiche gestionali e operative che contraddistinguono la struttura organizzativa delle gestioni operanti al Sud e nelle Isole.

FIG. 5.87 Popolazione servita dal panel 2023 per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nei paragrafi che seguono si illustra l'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza verificando il rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità (29 standard specifici e 14 standard generali), aggregando, laddove non diversamente specificato, i dati riferiti a tutte le tipologie d'uso e mettendo a confronto i risultati del 2023 con quelli dell'anno precedente, già descritti nella precedente *Relazione Annuale*⁷². Viene, altresì, esaminata la diffusione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'ambito territorialmente competente.

Viene poi effettuato un *focus* specifico dedicato ai macro-indicatori di qualità contrattuale cui è associato il meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, riportando anche un'analisi degli esiti della prima applicazione del medesimo meccanismo per il biennio 2020-2021, il cui procedimento, concluso con la delibera 19 ottobre 2023, 476/2023/R/idr, è descritto nel Volume II della presente *Relazione Annuale*. Da ultimo viene analizzato l'impatto in tariffa, in termini di oneri aggiuntivi, derivante dall'adeguamento agli standard di qualità contrattuale del SII fissati dall'Autorità, anche con riferimento agli obiettivi di miglioramento riferiti ai citati macro-indicatori.

⁷² Si precisa che in alcuni casi i dati del 2022 potrebbero marginalmente differire rispetto a quelli riportati nella *Relazione Annuale* 2022 per effetto di rettifiche apportate dai gestori (ed eventualmente validate dai rispettivi EGA) successivamente alla pubblicazione degli stessi.

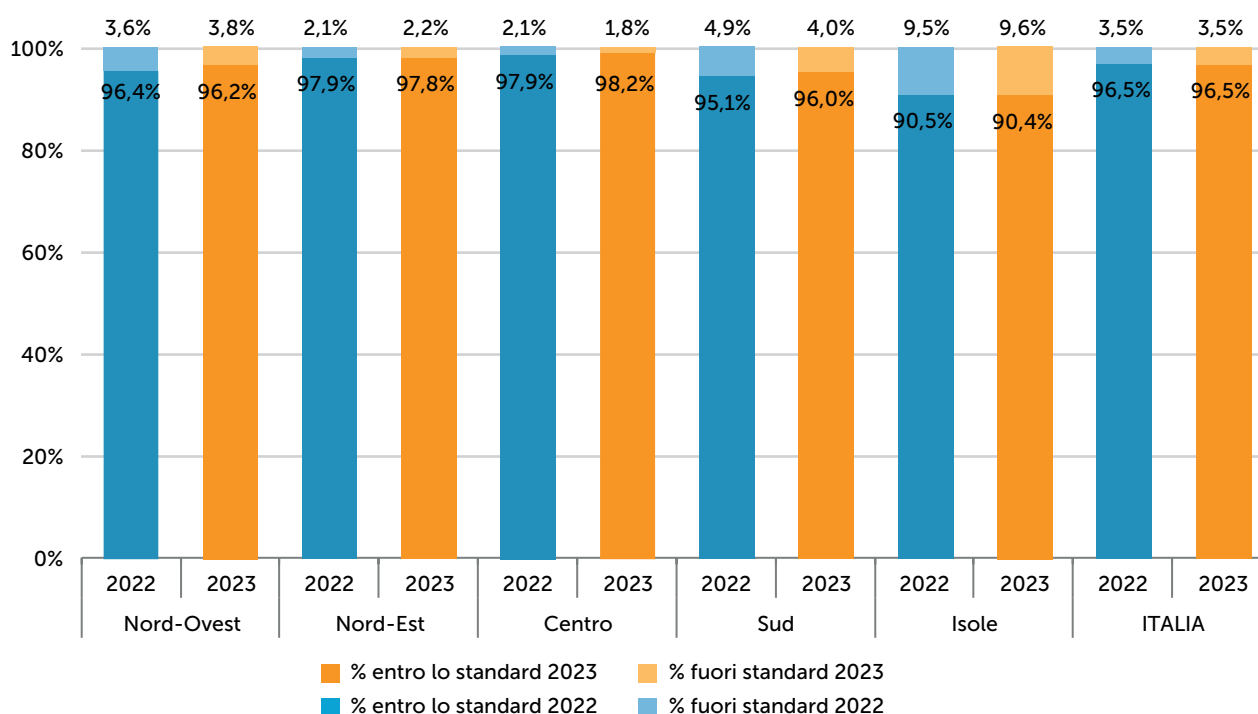
Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2023

Livelli associati agli standard specifici di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Le elaborazioni oggetto del presente sottoparagrafo forniscono indicazioni sintetiche in ordine al livello di rispetto degli standard specifici di qualità previsti dall'RQSII ovvero riportati nella Carta dei servizi, qualora nella medesima siano fissati standard migliorativi rispetto a quelli disposti dalla regolazione per le prestazioni da assicurare all'utenza.

Nella figura 5.88 viene evidenziato, per area geografica e a livello nazionale, il dato relativo alla percentuale di rispetto degli standard specifici di qualità afferenti al complesso delle prestazioni⁷³ offerte all'utenza dalle gestioni del *panel*. I dati mostrano, anche per il 2023, un elevato livello di qualità contrattuale offerto, sostanzialmente in linea rispetto al 2022 non solo a livello nazionale, ma anche a livello di singola area, con una percentuale di mancato rispetto dello standard pari in media al 3,5%.

FIG. 5.88 Rispetto degli standard specifici per area



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Grazie alla rappresentazione grafica, inoltre, è possibile rilevare per il 2023 livelli di rispetto pari a circa il 98% al Centro e al Nord-Est; per la medesima annualità si rilevano inoltre livelli di rispetto molto simili tra Nord-Ovest e

⁷³ Dall'analisi vengono esclusi gli standard sulla periodicità di fatturazione (che, imponendo di garantire un numero minimo di fatture annue che varia a seconda del consumo medio annuo dell'utente - 2, 3, 4 o 6 fatture/anno - risulta di complessiva rappresentazione nell'ambito della presente analisi che si concentra sul rispetto dello standard a livello aggregato) e sul tempo per l'emissione della fattura, che, con circa il 97% delle prestazioni eseguite per entrambi gli anni (76,3 milioni di prestazioni nel 2023), influenza in modo rilevante il risultato medio e non permette di fornire un'efficace rappresentazione degli altri 27 indicatori.

Sud, area, quest'ultima, che per la prima volta riesce a esprimere un valore pari al 96% (+0,9% rispetto al 2022). Infine, le gestioni delle Isole mostrano complessivamente una media di mancato rispetto ancora pari a quasi il 10%.

Nella tavola 5.26 viene fornito un dettaglio delle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi lo standard relativo alla periodicità di fatturazione. Nel 2023 si confermano i livelli qualitativi generalmente elevati registrati nel 2022, con particolare riferimento alle prestazioni che afferiscono alla gestione del rapporto contrattuale, quali, per esempio, l'emissione della fattura, la risposta alle richieste scritte di informazioni, i tempi per l'esecuzione della voltura, la fascia di puntualità per gli appuntamenti concordati e la riattivazione della fornitura in seguito a morosità (da effettuare in due giorni lavorativi), indicatore sul quale evidentemente viene posta particolare attenzione anche in virtù dell'applicazione della specifica regolazione prevista dall'Autorità già a partire dal 2020⁷⁴; si evidenzia, inoltre, un sostanziale miglioramento dell'indicatore relativo ai tempi per la riattivazione/subentro nella fornitura con modifica alla portata del misuratore (-6,5% dei casi di mancato rispetto). Per contro, tra gli indicatori che mostrano una flessione dei livelli medi di rispetto, si evidenzia il caso del "tempo di risposta ai reclami", con una quota di fuori standard pari all'11,4%, in crescita del 6,5% in confronto al 2022; approfondendo l'analisi su tale indicatore è stato possibile, tuttavia, collegare tale circostanza alle negative *performance* fatte registrare da due gestioni di rilevanti dimensioni operanti nelle Isole e al Sud, escludendo le quali il livello risulterebbe sovrapponibile a quello dell'anno precedente.

Con riferimento, infine, alle quote di fuori standard per cause imputabili al gestore, si registra una generale stabilità nel biennio considerato, fatta eccezione per alcuni indicatori che mostrano un sensibile incremento delle stesse (nell'ordine del 30-40%) ma per i quali i livelli di rispetto sono già molto elevati: è il caso, per esempio, dei tempi di risposta alle richieste scritte di informazioni (97,8% di cause imputabili al gestore, in crescita del 40,8%, riferiti però al solo 1,5% di prestazioni eseguite fuori standard) e dei tempi di sostituzione del misuratore malfunzionante, oltre che per alcuni casi di variazioni relative a indicatori dalla numerosità, in termini di prestazioni eseguite, piuttosto contenuta⁷⁵.

74 Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato introdotta con la delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr e il relativo allegato A "REMSI", entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020.

75 È il caso, per esempio, del tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo, dell'esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice e del tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione, le cui oscillazioni tra gli anni sono legate alle *performance* di poche gestioni dato che fanno registrare un totale di prestazioni eseguite fuori standard a livello nazionale di circa 100 casi.

TAV. 5.26 Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici nel biennio 2022-2023

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2023	% ENTRO LO STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2022
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	444.021	98,3%	1,7%	1,6%	59,0%	72,5%
Tempo di attivazione della fornitura	144.333	93,2%	6,8%	9,1%	64,0%	61,6%
Tempo di disattivazione della fornitura	209.891	95,5%	4,5%	5,5%	70,9%	71,2%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	91.694	98,9%	1,1%	1,2%	92,1%	93,3%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	1.064	93,0%	7,0%	13,5%	97,3%	80,2%
Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	169.304	96,8%	3,2%	4,0%	65,2%	72,2%
Tempo di esecuzione della voltura	677.751	97,8%	2,2%	2,1%	77,1%	86,4%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	18.980	94,2%	5,8%	7,3%	69,5%	67,7%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	1.515	90,5%	9,5%	4,3%	98,6%	100,0%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	107.545	93,6%	6,4%	6,6%	72,7%	60,4%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	11.577	96,2%	3,8%	1,0%	95,7%	91,4%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	25.312	94,2%	5,8%	7,8%	70,7%	63,5%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	2.286	97,0%	3,0%	1,3%	92,6%	54,1%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	2.142	96,4%	3,6%	3,8%	74,0%	42,5%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	27.624	88,8%	11,2%	12,0%	76,9%	70,0%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	11.389	93,7%	6,3%	9,6%	55,4%	59,8%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	2.641	94,2%	5,8%	4,4%	86,4%	84,3%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	10.189	93,2%	6,8%	6,9%	77,4%	76,2%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	13.339	97,0%	3,0%	6,3%	70,7%	32,9%

(segue)

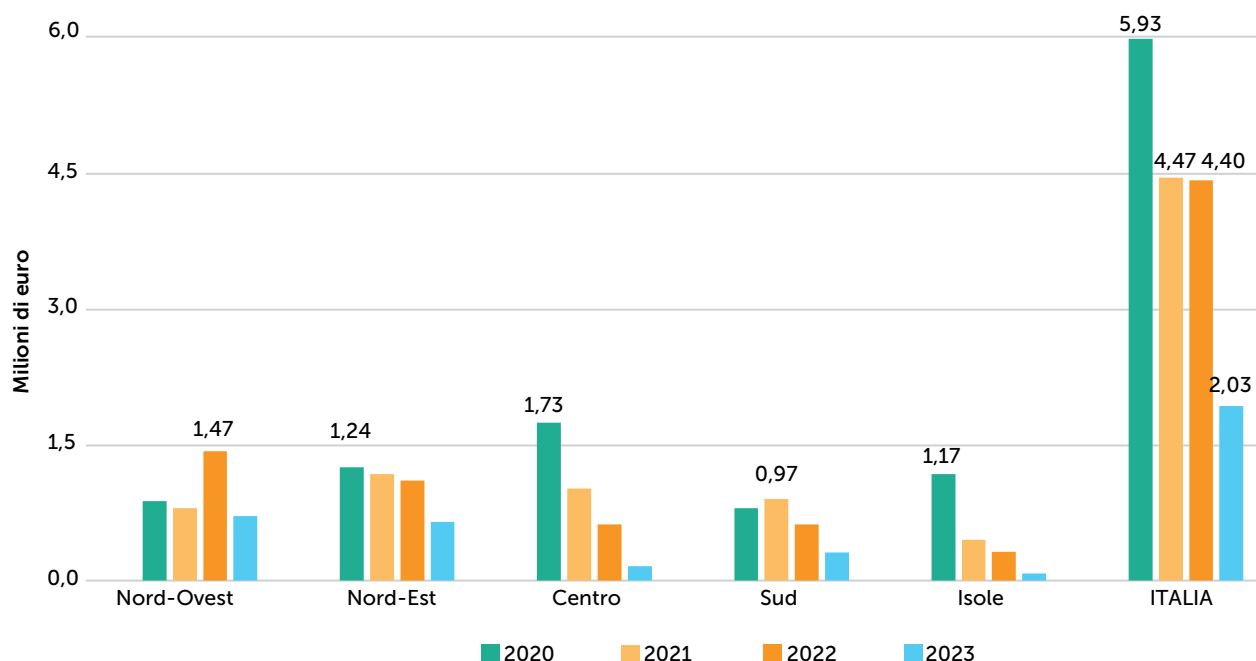
INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE NEL 2023	% ENTRO LO STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD 2022
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	2.512	95,8%	4,2%	2,6%	99,1%	43,5%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	2.580	83,7%	16,3%	14,4%	90,7%	92,7%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	7.043	98,3%	1,7%	3,0%	97,6%	70,3%
Tempo per la risposta a reclami	125.538	88,6%	11,4%	4,9%	99,6%	83,9%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	289.697	98,5%	1,5%	2,0%	97,8%	57,0%
Tempo per l'emissione della fattura	76.335.463	99,7%	0,3%	0,4%	20,0%	21,3%
Tempo di rettifica di fatturazione	42.830	95,0%	5,0%	4,0%	98,5%	75,4%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	103	88,3%	11,7%	2,3%	50,0%	100,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	119	90,8%	9,2%	0,0%	54,5%	0,0%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Indennizzi automatici

Nel presente sottoparagrafo vengono esposti i risultati di un'analisi sugli indennizzi automatici che i gestori sono tenuti a erogare all'utenza qualora, per cause imputabili ai gestori medesimi, la prestazione richiesta, cui è legato uno standard specifico, non venga svolta nei tempi previsti. Nella figura 5.89 è riportato l'ammontare totale indennizzato in relazione alle prestazioni eseguite fuori standard nel quadriennio 2020-2023⁷⁶.

⁷⁶ Il totale indennizzato è calcolato facendo riferimento all'anno in cui è maturato il diritto all'indennizzo. Per esempio, il valore del 2020 è dato dalla somma di quanto erogato nel corso del medesimo anno, nonché nell'anno 2021 (a causa del fisiologico lag temporale tra il diritto a ricevere l'indennizzo e la sua effettiva corresponsione in bolletta) e nell'anno 2022 (con erogazione, pertanto, in forte ritardo), sempre relativamente alle prestazioni eseguite oltre lo standard nel 2020.

FIG. 5.89 Totale indennizzato nel periodo 2020-2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

I dati, disaggregati anche per area geografica, consentono innanzitutto di evidenziare come a livello nazionale, nell'annualità 2020, l'ammontare indennizzato complessivamente si sia attestato a un livello pari a quasi 6 milioni di euro, mentre tale importo per gli anni 2021 e 2022 risulta sensibilmente più contenuto di circa 1,5 milioni di euro, riduzione in parte riconducibile al graduale miglioramento dei livelli qualitativi evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*.

Con riferimento all'annualità 2023, infine, risultano erogati, al 31 dicembre 2023, indennizzi per circa 2 milioni di euro, ma una più compiuta valutazione al riguardo potrà essere effettuata nell'ambito della prossima *Relazione Annuale* poiché, a causa del fisiologico *lag* temporale nell'erogazione degli indennizzi, buona parte di questi verrà effettivamente accreditata nel corso del 2024.

Il dato disaggregato per area mostra come l'anno in cui è stata erogata la quota più elevata di indennizzi per il Nord-Ovest è il 2022 (1,47 milioni), per il Sud è il 2021 (0,97 milioni) mentre nel 2020 si è registrato il valore massimo per il Nord-Est (1,24 milioni), le Isole (1,17 milioni) e in particolare al Centro; in quest'ultima area, infatti, sono stati erogati 1,73 milioni di euro, ma occorre anche tener presente che si è avuta una diffusa adozione di standard migliorativi (come si vedrà nella figura 5.92) che rende più impegnativo il rispetto degli standard garantiti nella Carta dei servizi.

Concentrando l'attenzione su quanto avvenuto nella sola annualità 2023, nella tavola 5.27 viene riportata, per tipologia d'uso, la numerosità degli indennizzi, suddivisa per anno di svolgimento delle prestazioni cui tali indennizzi sono sottesi.

Entrambe le tipologie d'uso ("uso domestico" e "uso diverso dal domestico") fanno evidenziare che il numero di indennizzi complessivamente erogati nell'anno 2023 è principalmente riconducibile al recupero degli indennizzi relativi alle prestazioni eseguite nel 2022 non erogati nella medesima annualità per il citato *lag* temporale (generato dal fatto che l'indennizzo viene generalmente erogato con la prima bolletta utile), *lag* che risulta evidente anche per quanto riguarda il solo 2023, dal momento che il numero di indennizzi relativo alle prestazioni eseguite durante l'anno (39.292 indennizzi erogati, per un totale di quasi 2,03 milioni di euro, come mostrato dalla figura 5.89) risulta contenuto rispetto al numero di casi con diritto all'indennizzo automatico (399.038 casi).

In termini relativi, invece, il peso dell'ammontare medio indennizzato (calcolato sul totale delle utenze del *panel*) e l'incidenza dei casi con diritto all'indennizzo sul totale delle utenze risultano più elevati in relazione agli usi diversi dal domestico; tale evidenza sembrerebbe confermare che le prestazioni richieste da queste tipologie di utenza potrebbero essere caratterizzate da un grado di complessità più elevato.

TAV. 5.27 *Indennizzi automatici per tipologia d'uso nel 2023 (numero di casi e di indennizzi; totale indennizzato in euro)*

TIPOLOGIA D'USO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO/UTENZA	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2023	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2022	INDENNIZZI SU PRESTAZIONI 2021 E PRECEDENTI	EROGAZIONI PER INDENNIZZI NEL 2023 (EURO)	TOTALE INDENNIZZATO/UTENZA NEL 2023 (EURO)
Uso domestico (art. 2 TICS)	334.184	0,018	30.765	50.399	13.134	4.313.808	0,231
Uso diverso dal domestico (art. 8 TICS)	64.854	0,025	8.527	15.109	2.649	1.190.255	0,466
TOTALE	399.038	0,019	39.292	65.508	15.783	5.504.063	0,260

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Livelli associati agli standard generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli standard generali fissati dalla RQSII – o di quelli migliorativi riportati nella Carta dei servizi – pur mostrando valori lievemente inferiori a quelli riscontrati per gli standard specifici sopra analizzati, fa rilevare nel 2023 un buon livello di rispetto dello standard, in particolare per gli indicatori caratterizzati da una maggiore numerosità in termini di prestazioni eseguite. Tale circostanza emerge dall'analisi dei valori indicati nella tavola 5.28, nella quale viene fornito, oltre al dettaglio delle prestazioni complessivamente eseguite dai gestori del *panel* nel 2023, anche un confronto con quanto rilevato per il 2022: generalmente la maggioranza degli indicatori mostra un miglioramento nel biennio, fatta eccezione per i tempi di risposta alle richieste di rettifica di fatturazione e per il preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato (indicatore per il quale le prestazioni eseguite oltre lo standard crescono del 6,9%, pur vedendo più che dimezzata la quota riconducibile a responsabilità del gestore) e per il tempo medio di attesa agli sportelli per il quale, tuttavia, una approfondita analisi dei dati ha permesso di ricondurre il peggioramento della media nazionale essenzialmente alla *performance* particolarmente negativa di due gestioni operanti rispettivamente al Sud e nelle Isole, escludendo le quali il valore medio del 2023 risulterebbe del tutto simile a quello dell'anno precedente. Migliorano, invece, i tempi di esecuzione di lavori e allacci complessi, con particolare riferimento agli allacci fognari che arrivano quasi all'80% di prestazioni eseguite entro lo standard (contro il 72% circa del 2022).

TAV. 5.28 Prestazioni eseguite relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2023	% ENTRO LO STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2023	% FUORI STANDARD 2022	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2023	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD NEL 2022
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	3.143	88,8%	11,2%	4,3%	40,9%	88,6%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	13.569	79,7%	20,3%	27,6%	83,2%	84,9%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	12.030	89,0%	11,0%	11,6%	68,9%	66,6%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	55.154	87,0%	13,0%	15,4%	81,7%	77,3%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	237.169	93,4%	6,6%	8,1%	74,6%	80,6%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	404.331	94,5%	5,5%	6,1%	88,3%	91,0%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	2.622.785	97,6%	2,4%	1,8%	98,9%	96,1%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	95.897	85,4%	14,6%	17,9%	95,5%	89,7%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	52.414	89,7%	10,3%	10,0%	94,1%	98,1%
Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	90%	3.195.374	93,6%	6,4%	6,8%	92,8%	97,4%

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALLA RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE 2023	TEMPO MEDIO 2023	TEMPO MEDIO 2022
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	2.587.456	11,17 minuti	9,03 minuti

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

La quota di mancato rispetto imputabile al gestore, come visto nel sottoparagrafo precedente relativo agli standard specifici, risulta generalmente stabile nel biennio, salvo il caso già evidenziato del preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato.

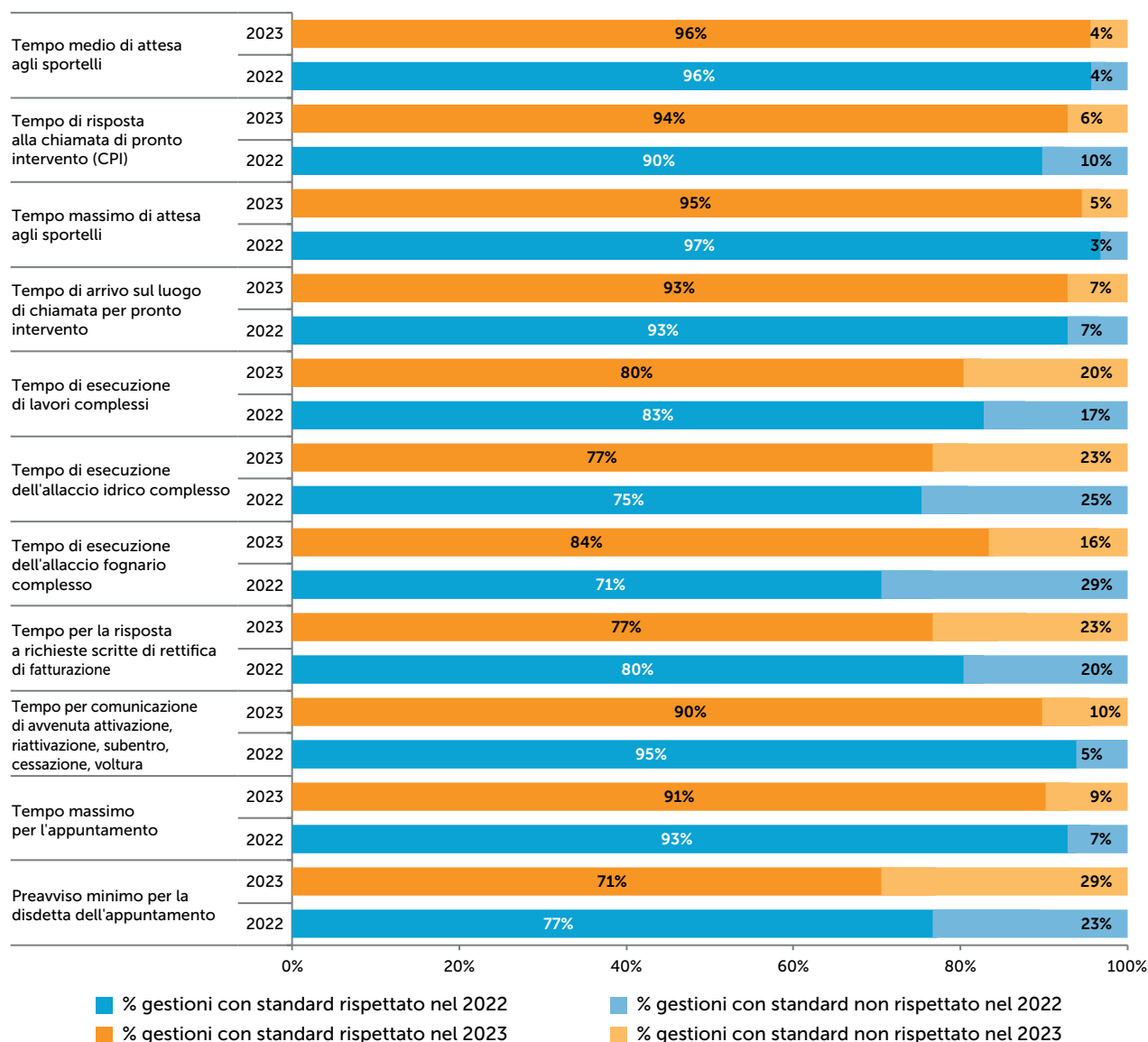
Nella figura 5.90 sono presentati i dati relativi alla percentuale di gestioni che rispetta i singoli standard generali previsti dall'Autorità o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi, con riferimento agli anni 2023 e 2022⁷⁷.

Il generale miglioramento dei livelli qualitativi si accompagna a una sostanziale stabilità della quota di gestioni che rispetta lo standard previsto nella Carta dei servizi, quota stabilmente superiore al 90% per oltre la metà degli

⁷⁷ Ai fini della presente analisi, una gestione viene considerata adempiente agli obblighi previsti includendo nel calcolo delle prestazioni eseguite fuori standard unicamente quelle riconducibili a causa imputabile al gestore, in coerenza con quanto previsto dall'art. 68, comma 2, della RQSII per la valutazione dell'ottemperanza agli obblighi di qualità.

indicatori di qualità (6 su 11) nel biennio. Tra i due anni considerati si registrano fisiologiche oscillazioni marginali, ma è possibile evidenziare un miglioramento per i tempi di esecuzione di allacci complessi, in particolare per quelli fognari (per quest'ultimo indicatore la quota di gestioni *compliant* passa dal 71% del 2022 al 84% del 2023) e una flessione per il preavviso minimo in caso di disdetta dell'appuntamento concordato (da 77% a 71%), indicatore per il quale si è già avuto modo di rilevare una riduzione del livello medio nazionale grazie alla tavola 5.28.

FIG. 5.90 Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale



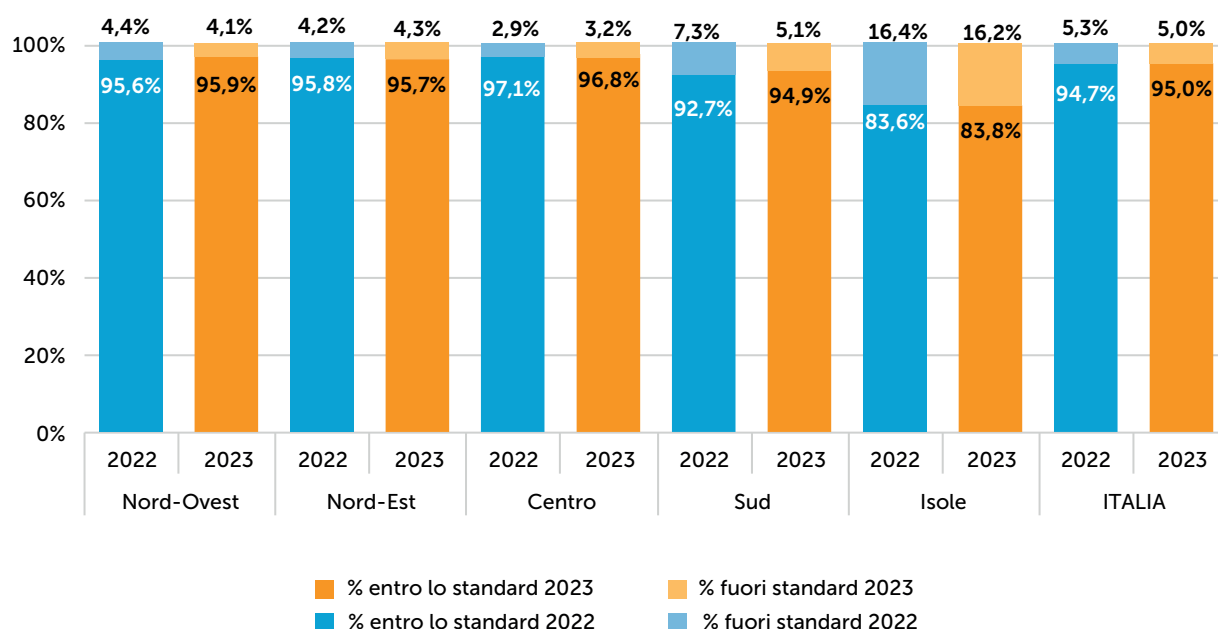
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

I livelli di rispetto degli standard generali, calcolati a livello aggregato sul complesso delle prestazioni eseguite da parte di tutte le gestioni del *panel*, sono riportati nella successiva figura 5.91, ripartiti per area geografica. Si pongono, inoltre, a confronto i dati del 2023 con quelli relativi al 2022.

Il dato medio nazionale del livello di rispetto degli indicatori risulta in aggregato elevato, con una quota di prestazioni eseguite entro lo standard pari al 95% nel 2023 (con un marginale miglioramento dello 0,3% rispetto al 2022). Si registrano livelli sostanzialmente stabili in tutte le aree, con valori superiori alla media nazionale in quelle

maggiormente rappresentate (Nord e Centro) e di molto inferiori nelle Isole (tra l'83,6% e l'83,8%); si apprezza, tuttavia, un miglioramento di oltre il 2% della media del Sud, che permette al *panel* di quest'area di allinearsi alla media nazionale (dal 92,7% del 2022 al 94,9% del 2023).

FIG. 5.91 Rispetto degli standard generali per area



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

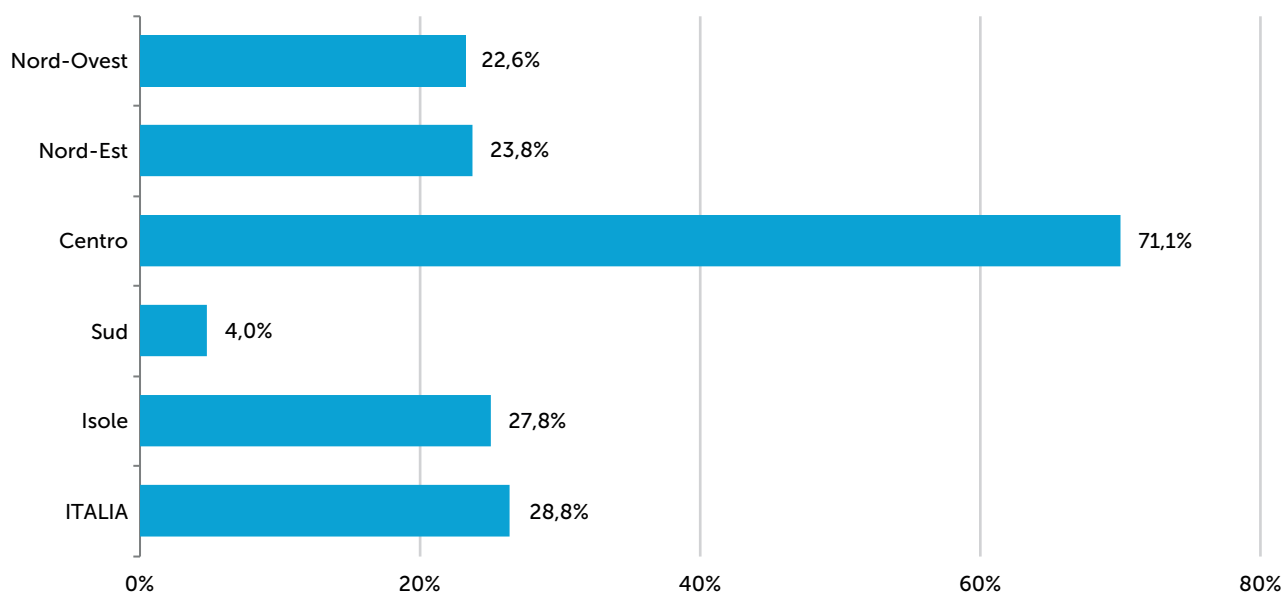
Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Di seguito vengono analizzati i casi in cui all'utenza viene garantito, nella Carta dei servizi, uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli minimi previsti dalla regolazione di settore.

Dall'analisi dei dati emerge, infatti, che 28 gestioni hanno offerto all'utenza standard specifici e/o generali di qualità migliorativi rispetto a quelli fissati dall'Autorità. La figura 5.92 mostra che al 28,8% della popolazione italiana è stato offerto dai gestori almeno uno standard di qualità migliorativo, con un picco del 71,1% della popolazione nel Centro Italia. Tale quota si attesta al 23,8% al Nord-Est, al 22,6% al Nord-Ovest, al 4% al Sud e al 27,8% nelle Isole, seppure in quest'ultima area i livelli effettivi di rispetto abbiano mostrato risultati poco soddisfacenti, come già illustrato nelle figure 5.88 e 5.91.

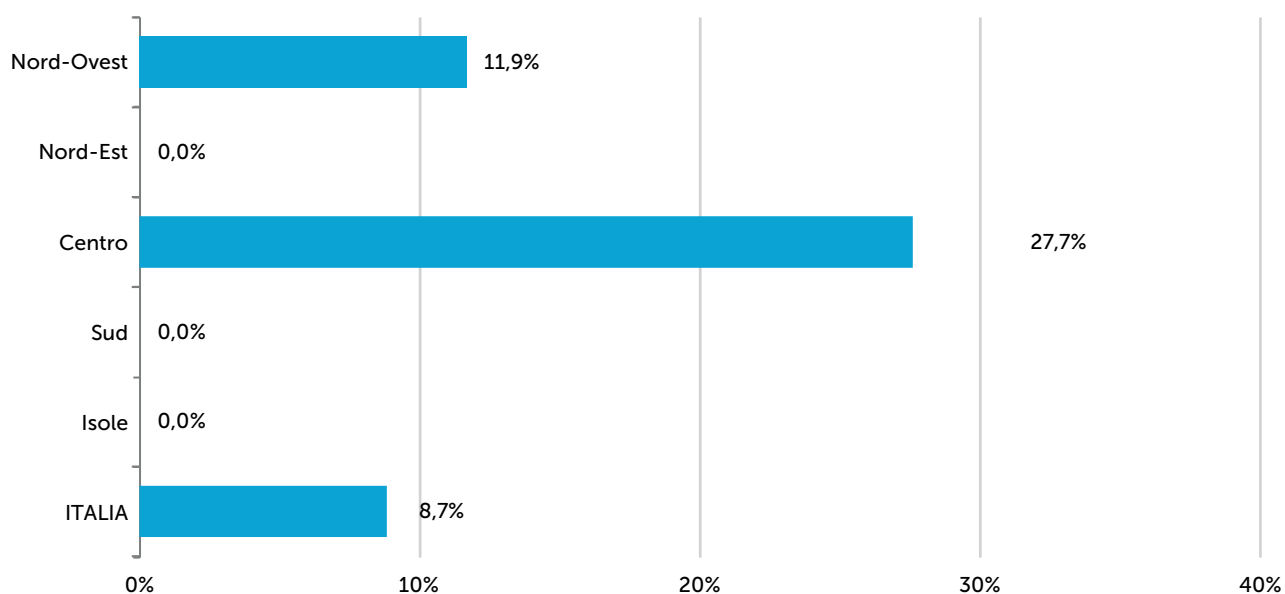
In totale sono stati offerti all'utenza 281 standard migliorativi, sostanzialmente riconducibili alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare, in 18 casi (circa il 6%) è stato ridotto il tempo di risposta ai reclami scritti degli utenti e in 17 casi sono stati diminuiti i tempi di risposta alle richieste scritte di informazione e di disattivazione della fornitura.

In media, le 28 gestioni hanno garantito all'utenza circa 10 standard migliorativi ciascuna.

FIG. 5.92 Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.93 si riportano le percentuali (suddivise per area) di popolazione residente italiana servita da almeno uno standard aggiuntivo rispetto a quelli introdotti dall'Autorità. Si nota che gli operatori del Sud e delle Isole, analogamente a quelli localizzati nel Nord-Est, non offrono standard aggiuntivi, mentre al 27,7% della popolazione del Centro e all'11,9% della popolazione del Nord-Ovest è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In particolare, gli standard di qualità aggiuntivi hanno riguardato la puntualità nella corresponsione del *bonus* idrico integrativo e il tempo massimo di attesa agli sportelli, inteso quale standard specifico cui è legata l'erogazione di un indennizzo automatico. Complessivamente, l'8,7% della popolazione italiana beneficia di almeno uno standard di qualità aggiuntivo.

FIG. 5.93 Popolazione cui è offerto almeno uno standard aggiuntivo, per area geografica

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatori di qualità contrattuale

Di seguito viene esposta un'analisi dei dati oggetto del meccanismo incentivante introdotto con la delibera 547/2019/R/idr, basato sulle *performance* delle singole gestioni, da valutare con riferimento a due macro-indicatori:

- MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e alla disattivazione della fornitura;
- MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte alle richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza.

Nell'ambito della raccolta dati svolta annualmente, viene richiesto ai gestori del SII di fornire il riepilogo delle prestazioni eseguite, necessario al fine di poter garantire l'applicazione omogenea del citato meccanismo incentivante sull'intero territorio nazionale, e quindi per permettere di fornire tali dati secondo le specifiche indicazioni dell'Autorità, in particolare per quanto concerne la trattazione delle informazioni relative ai gestori che, garantendo nelle proprie Carte dei servizi livelli migliorativi, sono di norma tenuti a rendicontare le *performance* dei diversi standard di qualità con riferimento ai livelli migliorativi⁷⁸.

Sulla base della disciplina introdotta dall'Autorità alla fine del 2019, a ciascun macro-indicatore sono associate tre classi di valori (nell'ambito delle quali la singola gestione si colloca sulla base del valore di partenza registrato), a cui corrisponde un obiettivo annuale di mantenimento o di miglioramento. Nella tavola 5.29 vengono riportati le classi e gli obiettivi di qualità contrattuale come definiti con la citata delibera 547/2019/R/idr.

TAV. 5.29 Classi e obiettivi per macro-indicatore

MACRO-INDICATORE	ID CLASSE	CLASSE	OBIETTIVO
MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrattuale	A	MC1 > 98%	Mantenimento
	B	90% < MC1 ≤ 98%	+1%
	C	MC1 ≤ 90%	+3%
MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio	A	MC2 > 95%	Mantenimento
	B	90% < MC2 ≤ 95%	+1%
	C	MC2 ≤ 90%	+3%

Fonte: ARERA, delibera 547/2019/R/idr.

Nella tavola 5.30 sono elencati gli indicatori semplici (distinguendo quelli che afferiscono al macro-indicatore MC1 e quelli relativi al macro-indicatore MC2), evidenziando per ciascuno il numero di gestioni (che compongono il medesimo *panel* delle precedenti figure 5.86 e 5.87) che hanno erogato almeno una prestazione all'utenza nel corso del 2023. I valori mostrati confermano l'elevata variabilità della numerosità di gestioni che ha attivato i singoli indicatori semplici: si va da un minimo di 7-8 gestioni per i tempi per l'inoltro delle comunicazioni tra

⁷⁸ In particolare, ai soli fini del menzionato meccanismo incentivante, l'Autorità ha previsto che i gestori che applicano standard migliorativi all'utenza siano tenuti a riclassificare il numero di prestazioni eseguite entro/oltre lo standard con riferimento al livello minimo previsto dalla RQSII.

utente e gestori nel caso di gestione non integrata del SII, a un massimo di 227 gestioni per i tempi di emissione della fattura (afferente al macro-indicatore MC2), di esecuzione della voltura e di disattivazione della fornitura (afferenti al macro-indicatore MC1). Dalle informazioni in esame emergono alcuni elementi di carattere generale: a titolo esemplificativo, la preferenza dei gestori verso l'effettuazione di preventivi con sopralluogo rispetto a quelli a distanza, o la circostanza per la quale, in fase di riattivazione della fornitura, è di rado richiesta la modifica alla portata del misuratore (solo 19 gestioni hanno erogato questo tipo di prestazione, mentre 185 hanno effettuato riattivazioni senza modifiche alla portata del misuratore).

TAV. 5.30 Gestioni del panel con prestazioni eseguite per indicatore semplice nel 2023

MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
MC1	Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	77
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	30
	Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	40
	Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	185
	Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	106
	Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	133
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	176
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	52
	Tempo di esecuzione di lavori semplici	123
	Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	152
	Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	94
	Tempo di esecuzione di lavori complessi	126
	Tempo di attivazione della fornitura	224
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	185
	Tempo di riattivazione, ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	19
	Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a morosità	139
	Tempo di disattivazione della fornitura	227
	Tempo di esecuzione della voltura	227
MC2	Tempo massimo per l'appuntamento concordato	184
	Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	58
	Fascia di puntualità per gli appuntamenti	188
	Tempo di intervento per la verifica del misuratore	158
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	106
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	90
	Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	131
	Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	101
	Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	90
	Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	182

(segue)

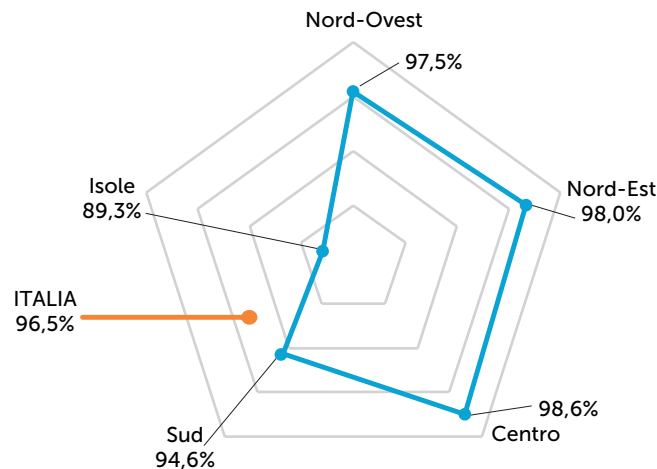
MACRO-INDICATORE	INDICATORE SEMPLICE	GESTIONI CON PRESTAZIONI ESEGUITE (N.)
	Tempo per l'emissione della fattura	227
	Tempo di rettifica di fatturazione	165
	Tempo per la risposta a reclami	169
	Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	170
	Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	152
	Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	7
	Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	8
	Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	50
	Tempo massimo di attesa agli sportelli	207
	Tempo medio di attesa agli sportelli	207
	Accessibilità al servizio telefonico (AS)	194
	Tempo medio di attesa (secondi) per il servizio telefonico (TMA)	194
	Livello del servizio telefonico (LS)	194
	Tempo di risposta alla chiamata di pronto intervento (CPI)	185

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale"

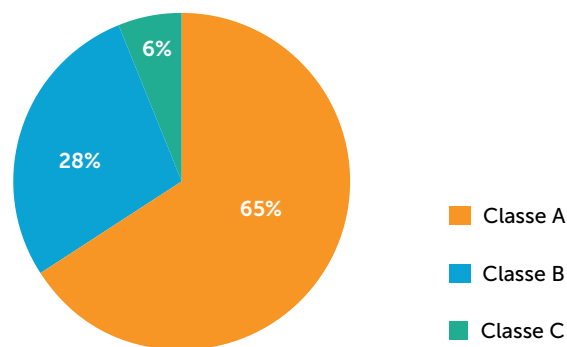
Nella figura 5.94 viene riportato, con riferimento al macro-indicatore MC1 "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale", il livello medio registrato per il 2023 nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione sul totale delle prestazioni eseguite⁷⁹. Come prevedibile, le *performance* delle singole aree ricalcano quelle degli indicatori semplici analizzate nel precedente paragrafo "Livelli effettivi di qualità contrattuale nel 2023", dato che i macro-indicatori di qualità contrattuale sono composti da una loro aggregazione. Nel dettaglio, le gestioni operanti nelle aree del Centro (con un valore del macro-indicatore MC1 pari al 98,6%) e del Nord (con valori pari al 98% per quelle del Nord-Est e al 97,5% per quelle del Nord-Ovest) mostrano livelli superiori alla media nazionale (che si attesta al 96,5%), sulla quale influiscono negativamente i valori medi espressi dalle gestioni del Sud (94,6%) e in particolare delle Isole (89,3%).

⁷⁹ Come anticipato, al fine di permettere un'omogenea comparazione tra le diverse gestioni, per il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione, il livello di rispetto dei singoli indicatori semplici che compongono i macro-indicatori di qualità contrattuale è valutato sulla base dei livelli minimi di qualità previsti dalla RQSII anche per le gestioni che garantiscono all'utenza standard migliorativi. Inoltre, dal totale delle prestazioni eseguite vengono escluse quelle non conformi allo standard per causa attribuibile a forza maggiore, all'utente o a terzi.

FIG. 5.94 Macro-indicatore MC1: livelli medi per area geografica nel 2023

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.95 viene riportata la distribuzione del *panel*, in termini di popolazione residente per classe di appartenenza dei relativi gestori, definita sulla base del livello di partenza del macro-indicatore MC1 nel 2023. Al 94% della popolazione del campione sono state rese, nel 2023, prestazioni afferenti all'avvio e alla cessazione del rapporto contrattuale da operatori che risultano avere un livello di MC1 corrispondente alle classi A o B (rispettivamente, 66% e 28%), mentre il 6% degli abitanti è servito da gestioni in classe C, alle quali viene richiesto uno sforzo maggiore per il miglioramento delle relative *performance* (con l'assegnazione di un obiettivo di miglioramento annuo del 3%).

FIG. 5.95 Macro-indicatore MC1: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2023

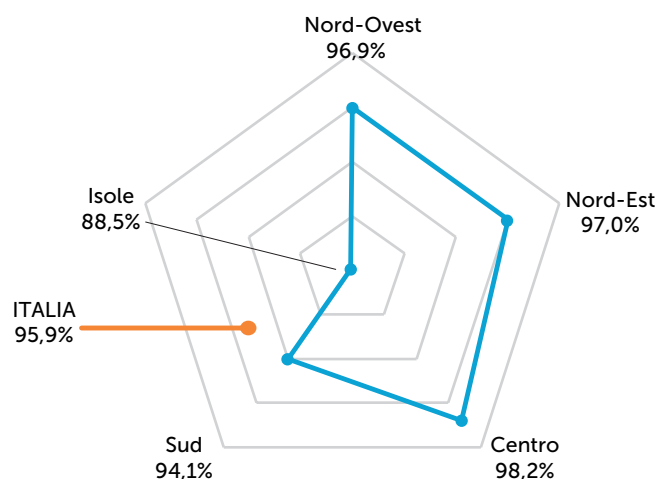
Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio"

Con riferimento al macro-indicatore MC2 "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio", nella figura 5.96 viene riportato il livello medio registrato, per il 2023, nelle singole aree del Paese, calcolato come percentuale delle prestazioni eseguite entro lo standard minimo previsto dalla regolazione nazionale sul totale delle prestazioni eseguite.

Rispetto ai dati sopra esposti in relazione al macro-indicatore MC1, la media nazionale per il macro-indicatore MC2 risulta lievemente più contenuta e pari al 95,9%, valore che comunque rappresenta un elevato livello medio di qualità nella fase di gestione del rapporto contrattuale con l'utenza e nell'accessibilità al servizio, anche considerando che, come evidenziato nella precedente tavola 5.29, per l'MC2 la soglia di accesso alla classe A è fissata al 95%. Le tre aree maggiormente rappresentate (Nord-Ovest, Nord-Est e Centro) sostengono la media nazionale, mostrando valori compresi tra il 96,9% e il 98,2%. Come per l'MC1, le gestioni dell'area del Sud e delle Isole registrano valori mediamente più contenuti, in particolare per le gestioni delle Isole con una media dell'88,5%.

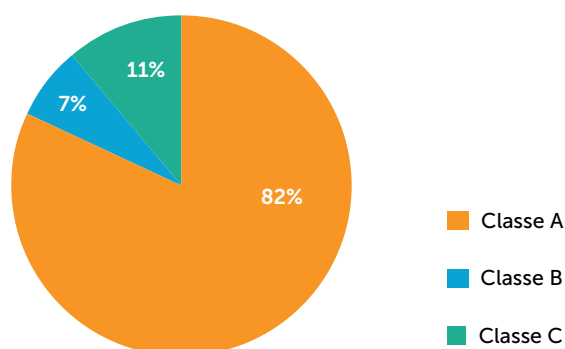
FIG. 5.96 Macro-indicatore MC2: livelli medi per area geografica nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazioni su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Nella figura 5.97, il *panel* viene ripartito, in termini di popolazione residente, per classe di appartenenza, definita sulla base del livello di MC2 rilevato nel 2023. Grazie all'illustrazione grafica è possibile evidenziare come, rispetto al macro-indicatore MC1, la quota di popolazione servita da gestori con macro-indicatore in classe A risulti, in media, più elevata: infatti, l'82% della popolazione del *panel* è servita da un gestore che raggiunge la classe A (a cui viene richiesto il mantenimento del livello di *performance*), mentre per il 7% degli abitanti del campione i relativi gestori si collocano in classe B e per l'11% i relativi operatori si posizionano in classe C (a tali gestori corrisponde un obiettivo annuale di miglioramento delle prestazioni iniziali, rispettivamente, dell'1% e del 3%).

FIG. 5.97 Macro-indicatore MC2: popolazione del panel per classe di appartenenza nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dai gestori ai sensi della RQSII.

Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dalla RQSII per il biennio 2020-2021

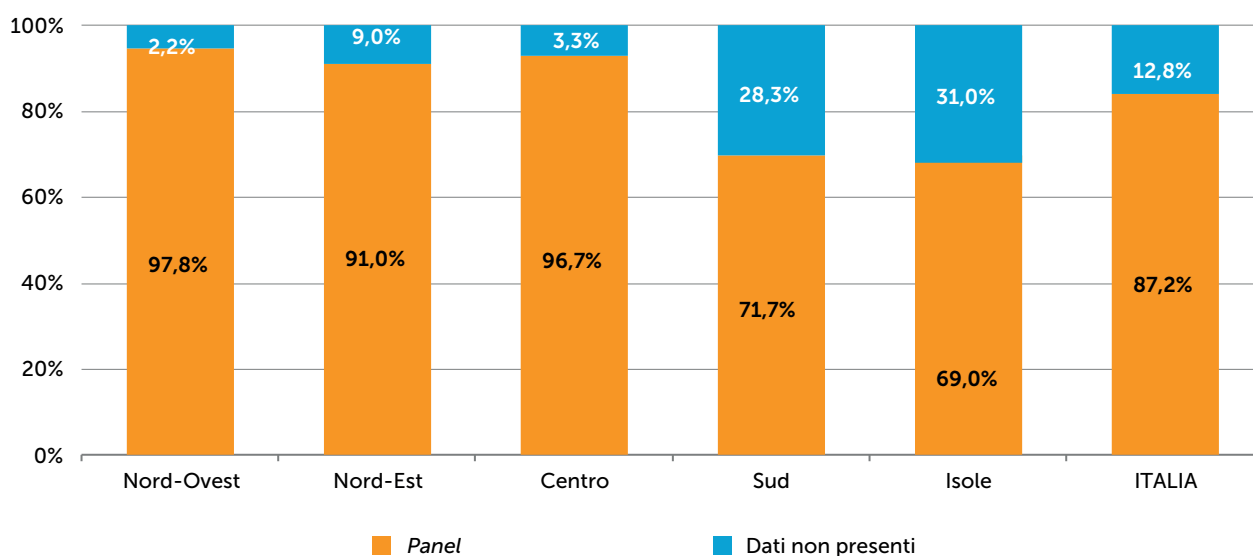
Con la delibera 476/2023/R/idr, si è concluso il primo procedimento di applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato che ha riguardato le *performance* dei gestori relativamente al biennio 2020-2021.

Le modalità con cui è disciplinato il meccanismo di incentivazione sono declinate, ai sensi del titolo XIII della RQSII, rispetto a tre stadi di valutazione, ovvero:

- stadio I, caratterizzato da un livello base di fattore premiale in ragione del posizionamento *ex post* della gestione che ne confermi la presenza in classe A (oppure da un livello base di penalizzazione nel caso di mancata conferma del posizionamento in classe A) per ciascun macro-indicatore;
- stadio II, caratterizzato da un livello base di fattore premiale in ragione di un posizionamento *ex post* della gestione che risulti migliore rispetto all'obiettivo di miglioramento definito dall'Autorità (oppure da un livello base di penalizzazione nel caso di peggioramento delle *performance*) in corrispondenza di ciascun macro-indicatore;
- stadio III, caratterizzato da un livello di eccellenza di fattore premiale per i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, di cui almeno uno in classe A.

La copertura del campione per singola area mostra un elevato livello di rappresentazione per il Nord, in modo particolare per il Nord-Ovest (97,8%), e il Centro, mentre si confermano carenze informative nelle aree meridionale e insulare (Fig. 5.98).

FIG. 5.98 Gestioni interessate dall'applicazione del meccanismo incentivante in termini di popolazione servita



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Approfondimenti istruttori e casistiche di esclusione

Nell'ambito del procedimento, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione e di esclusione dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella nota metodologica di cui all'allegato A alla delibera 734/2022/R/idr. Più nello specifico, alle differenti tipologie di criticità individuate sono stati collegati differenti esiti, in termini di esclusione totale o parziale dal meccanismo incentivante, in coerenza con quanto previsto dalla regolazione della qualità basata su un meccanismo ad applicazione selettiva e graduale, secondo quanto illustrato nella tavola 5.31.

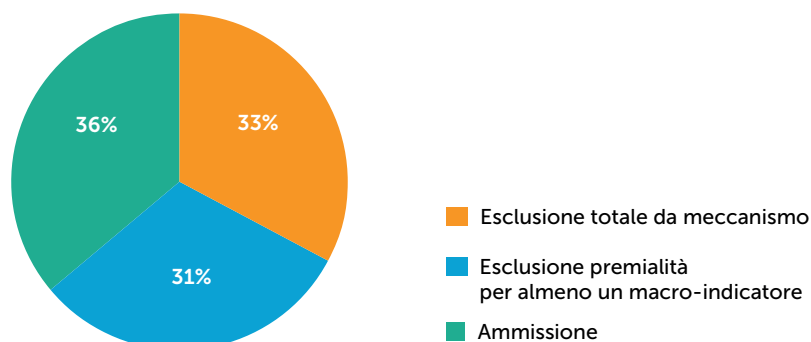
Una prima analisi che è possibile effettuare in relazione al procedimento istruttorio che si è concluso con la delibera 476/2023/R/idr riguarda la suddivisione delle gestioni a seconda della loro ammissibilità al procedimento oppure alla loro esclusione, distinguendo in prima battuta tra esclusione totale dal meccanismo ed esclusione dalle sole premialità. Come è possibile evincere dalla figura 5.99, circa il 33% delle gestioni per le quali erano presenti i dati di qualità contrattuale per almeno uno degli anni rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo ne è risultato escluso, mentre il 31% è stato escluso dalle sole premialità (non dalle penalità in caso di mancato conseguimento dell'obiettivo); conseguentemente il 36% delle gestioni è stato valutato ai fini dell'attribuzione delle premialità o delle penalità in assenza di cause di esclusione totale o parziale.

TAV. 5.31 Tavola sinottica delle casistiche e degli esiti regolatori previsti

MACRO-CASISTICHE	ESITO REGOLATORIO	CASISTICHE DI DETTAGLIO
Applicabilità delle penalità senza valutazione	Penalità di cui al punto 1, lett. b), della delibera 22 febbraio 2022, 69/2022/R/idr	Mancato invio dei dati RQSII 2021
Valutazioni di ammissibilità al meccanismo incentivante	Esclusione da tutti gli stadi	Gestione dei soli servizi di fognatura e/o depurazione
		Mancanza dei dati relativi all'anno base
		Schema di convergenza
		Ricorso a deroghe ex delibera 547/2019/R/idr
Valutazioni di ammissibilità alle premialità	Esclusione dalle premialità per tutti gli stadi	Mancato invio dello schema regolatorio MTI-3
		Mancata validazione dei dati da parte dell'EGA
		Omesso versamento delle componenti perequative del settore idrico
Verifiche concernenti la coerenza e la consistenza dei dati forniti	Esclusione dalle premialità in tutti gli stadi	Inadeguata numerosità delle fatture all'utenza
		Assenza di dati relativi agli sportelli fisici
		Assenza di dati relativi al call center
		Specifiche incongruenze di singole gestioni
Ammissibilità allo stadio di eccellenza	Esclusione dallo stadio III	Assenza di macro-indicatori in classe A

Fonte: ARERA.

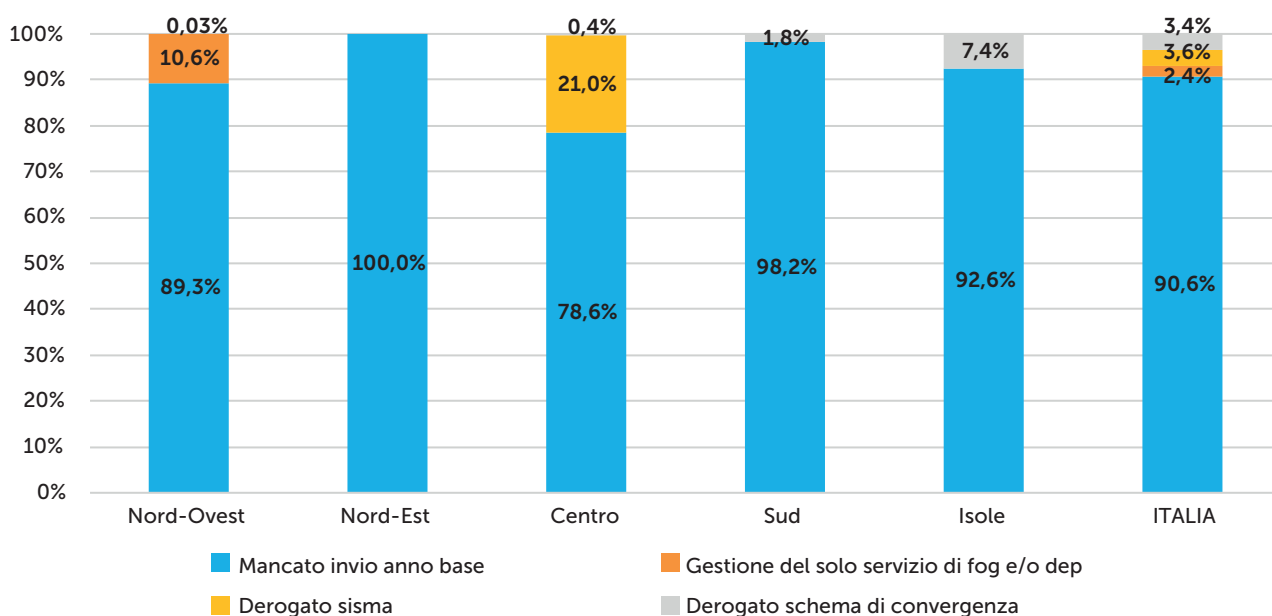
FIG. 5.99 *Impatto delle esclusioni in termini di numerosità delle gestioni ammissibili al meccanismo incentivante (biennio 2020-2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Approfondendo le motivazioni che hanno portato a un esito regolatorio di esclusione totale dal meccanismo di incentivazione, nella figura 5.100 viene descritto l'impatto delle stesse in termini di popolazione servita dalle gestioni interessate dal provvedimento⁸⁰. In tutte le aree si rileva la preponderante incidenza dell'esclusione per assenza di dati relativi all'anno base, necessari a individuare il livello di partenza dei singoli macro-indicatori ai fini dell'individuazione del pertinente obiettivo cumulato per le annualità 2020 e 2021; in tale casistica rientrano, principalmente, le gestioni che hanno avviato la propria attività successivamente all'anno base come esito del completamento di processi di aggregazione (a livello nazionale, il 90,6% del campione interessato da esclusioni, valutato in termini di popolazione servita).

FIG. 5.100 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dal meccanismo incentivante (biennio 2020-2021)*



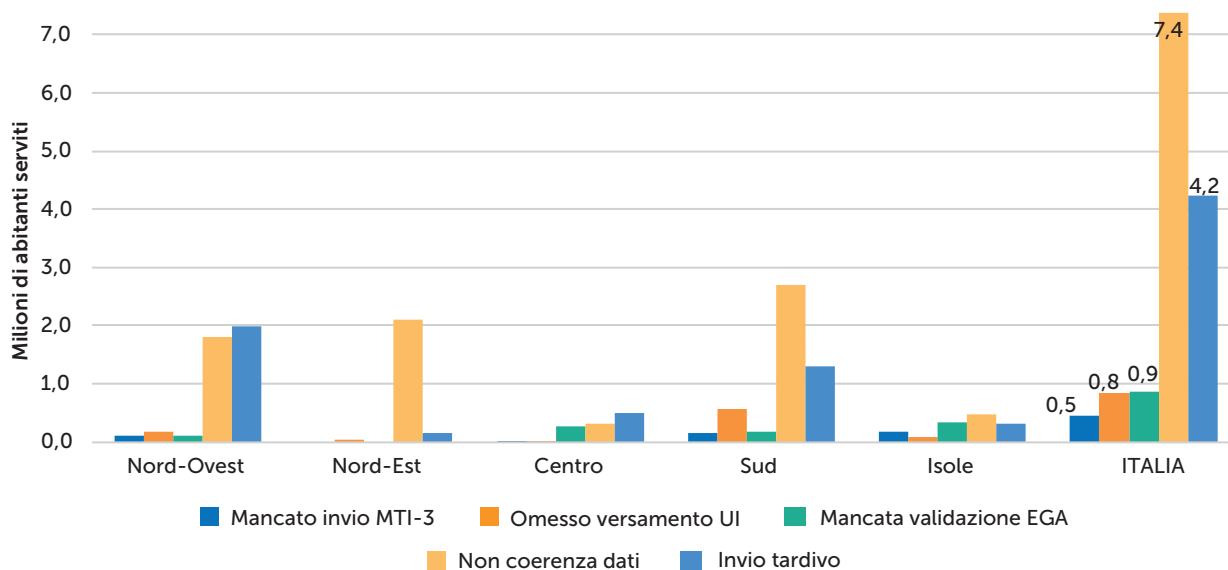
Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

⁸⁰ In questa rappresentazione non sono incluse le gestioni per le quali, ai sensi del comma 2.1, lett. a), della delibera 547/2019/R/idr, sono state approvate istanze di "temporanea applicazione del meccanismo incentivante, in caso di significative operazioni di aggregazione gestionale verificatesi a partire dal 1° gennaio 2018, al solo perimetro gestionale preesistente all'effettuazione delle medesime, per un arco di tempo predefinito e al solo fine di evitare effetti distortivi nell'implementazione iniziale del citato meccanismo"; tali gestioni hanno pertanto partecipato al meccanismo con dati relativi al perimetro gestionale antecedente l'aggregazione.

Le altre casistiche si attestano attorno al 3% ciascuna a livello nazionale, con differenze a livello di singola area: difatti, tutte le deroghe per i gestori interessati dagli eventi sismici del Centro Italia del 24 agosto 2016, e dei giorni successivi, per i quali è stato adottato uno specifico atto deliberativo dall'Autorità concernente l'esenzione dall'applicazione della RQSII, e pertanto anche dall'applicazione del relativo meccanismo incentivante, sono per definizione unicamente adottate nel Centro⁸¹ (con un'incidenza del 21%). Per contro, è stata individuata una sola gestione che eroga i servizi di fognatura e depurazione, operante al Nord-Ovest (con un'incidenza sulla propria area del 10,6%) e per la quale il meccanismo non trova applicazione in quanto in capo a tali operatori residua un numero molto esiguo di indicatori semplici; infatti, come specificato all'art. 2 della RQSII, "nei casi in cui si applichi l'art. 156 del decreto legislativo n. 152/06, il gestore del servizio di acquedotto è il referente unico dell'utente finale per gli obblighi di qualità contrattuale oggetto del presente RQSII". Infine, si rileva che le gestioni escluse in quanto i soggetti competenti hanno per loro adottato le regole previste per lo schema regolatorio di convergenza di cui all'art. 31, dell'allegato A alla delibera 580/2019/R/idr (MTI-3), sono presenti in tutte le aree a eccezione del Nord-Est, con incidenza maggiore sull'insieme delle gestioni escluse nelle Isole (7,4%).

Nella figura 5.101 viene rappresentata la distribuzione a livello di singola area geografica delle casistiche di esclusione dalle sole premialità esposte nella precedente tavola 5.31 e individuate con la delibera 69/2022/R/idr, nonché tipizzando alcune criticità rilevate nel corso delle istruttorie.

FIG. 5.101 *Suddivisione in base alla popolazione servita delle casistiche con esito di esclusione dalle premialità (biennio 2020-2021)*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Si precisa che ciascuna gestione esclusa dalle premialità si è potuta caratterizzare per una o più delle suddette casistiche. In linea generale prevalgono nettamente le casistiche riconducibili a incompletezze o incongruenze nei dati comunicati all'Autorità⁸², che hanno portato all'azzeramento della premialità per gestioni che

⁸¹ Si fa riferimento al comma 2.2 della delibera 547/2019/R/idr, che prevedeva per tali gestioni la possibilità di formulare "motivata istanza di deroga dal rispetto degli obblighi in materia di qualità contrattuale, corredando la medesima con un cronoprogramma delle attività (...) atte ad assicurare, a partire da alcuni standard di qualità e secondo un percorso graduale, forme di tutela crescenti a favore dell'utenza finale, fino a conseguire l'integrale rispetto degli obblighi stabiliti dall'Autorità".

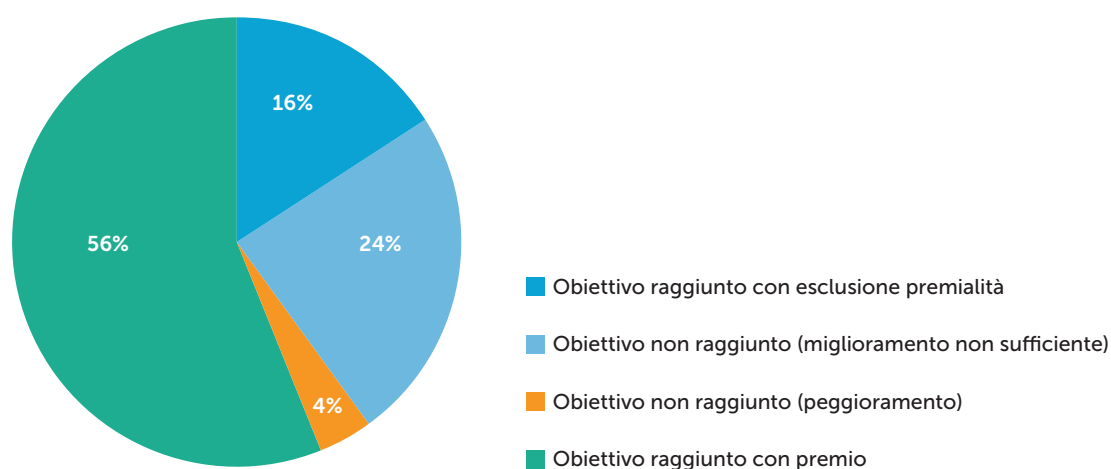
⁸² Nella tavola 5.31: inadeguata numerosità delle fatture all'utenza, assenza di dati relativi agli sportelli fisici, assenza di dati relativi al call center, specifiche incongruenze di singole gestioni.

complessivamente erogano il servizio a circa 7,4 milioni di abitanti, seguite dalle esclusioni per invio tardivo dei dati, fattispecie verificatasi per le gestioni per le quali le incongruenze o incompletezze sono state sanate con integrazioni successive all'invio delle comunicazioni individuali volte a rendere edotte le gestioni medesime e i pertinenti Enti di governo dell'ambito degli esiti delle verifiche istruttorie svolte (circa 4,2 milioni di abitanti). Le altre tre fattispecie, legate alla mancata validazione dei dati di qualità contrattuale da parte dell'Ente di governo dell'ambito, all'omesso versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali delle componenti perequative per il servizio idrico e al mancato invio dello schema regolatorio MTI-3, sono state rilevate per gestioni che servono rispettivamente 0,9, 0,8 e 0,5 milioni di abitanti circa. Focalizzando l'attenzione sulle singole aree è possibile notare che l'incongruenza o l'incompletezza nei dati è stata la prima casistica registrata al Nord-Est, al Sud, nelle Isole, mentre la trasmissione tardiva degli stessi ha avuto maggiore impatto al Nord-Ovest e al Centro.

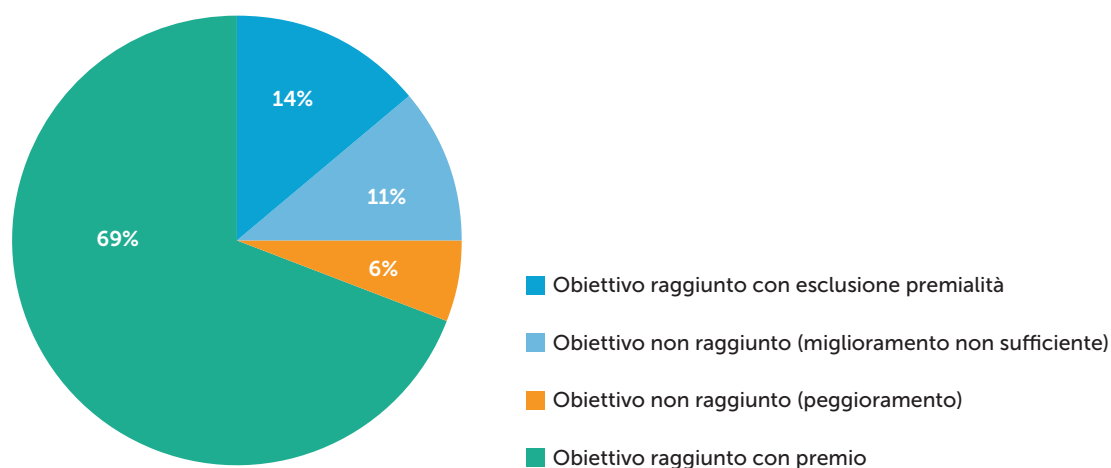
Livello di valutazione base: raggiungimento degli obiettivi di qualità contrattuale

A valle degli approfondimenti volti a stabilire l'ammissibilità al meccanismo incentivante di ciascun macro-indicatore di qualità contrattuale, si è proceduto a valutare il grado di conseguimento degli obiettivi definiti per il biennio 2020-2021. In relazione al macro-indicatore MC1 (Fig. 5.102), si nota come il 72% della popolazione sia servita da un gestore che ha conseguito l'obiettivo previsto (di mantenimento, per la classe A, e di miglioramento, per le classi B e C); in particolare, il 56% della popolazione è servita da un gestore cui è stata attribuita la premialità mentre il 16% da un gestore cui la premialità è stata azzerata per una delle cause illustrate nella precedente figura 5.101. Il restante 28% è servito da un gestore cui è stata comminata una penale per mancato raggiungimento dell'obiettivo; tuttavia, tra questi, solo il 4% è relativo a gestioni che hanno peggiorato il proprio livello di MC1, mentre il 24% della popolazione è servita da un gestore che ha comunque migliorato le proprie *performance*, seppure in maniera non sufficiente a raggiungere l'obiettivo previsto.

In relazione al macro-indicatore MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio" (Fig. 5.103), si registra un tasso di raggiungimento dell'obiettivo superiore rispetto a quello del macro-indicatore MC1, con una quota sensibilmente più elevata per la popolazione servita da gestioni premiate (69%), mentre quella servita da gestioni caratterizzate da esclusione dalle premialità risulta molto simile (14%); minore è, poi, la quota relativa a gestioni in penalità perché, pur avendo migliorato la propria *performance*, non sono riuscite a raggiungere l'obiettivo di miglioramento (11%) mentre si registra anche in questo caso una quota molto contenuta di popolazione servita da gestioni che hanno peggiorato il livello del macro-indicatore MC2 (6%).

FIG. 5.102 Macro-indicatore MC1 – “Avvio e cessazione del rapporto contrattuale” (biennio 2020-2021)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

FIG. 5.103 Macro-indicatore MC2 – “Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio” (biennio 2020-2021)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Livello di valutazione di eccellenza: la graduatoria delle gestioni

Il livello di eccellenza – espresso con lo stadio III di valutazione – prevede la costruzione di una graduatoria finalizzata a premiare i tre migliori operatori con riferimento a tutti i macro-indicatori valutati, esprimendo pertanto un giudizio sintetico e complessivo sull'operato delle gestioni. Occorre al riguardo ricordare che la partecipazione alla graduatoria dello stadio III è prevista, ai sensi del comma 94.2 della RQSII, per gli operatori che, con riferimento a

tutti i macro-indicatori valutati, ne presentano almeno uno in classe A. In considerazione della mancata ammissione per i gestori che non posseggono almeno un macro-indicatore in classe A, nonché per quelli caratterizzati da almeno una delle casistiche di esclusione dalle premialità analizzate nella precedente figura 5.101, è possibile individuare un sottoinsieme di 68 gestioni presenti in tale graduatoria per le valutazioni relative al biennio 2020-2021.

La rappresentazione territoriale (Fig. 5.104) di queste gestioni ne evidenzia la concentrazione nelle Regioni del Nord e del Centro, con una sola gestione in Abruzzo, una in Campania e una in Sicilia. Le Regioni maggiormente rappresentate in questa graduatoria risultano la Lombardia con 15 gestioni, seguita dall'Emilia-Romagna (12 gestioni), dal Veneto (9 gestioni) e da Piemonte e Toscana (8 gestioni).

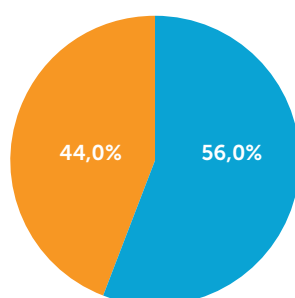
FIG. 5.104 Numero di gestioni presenti nella graduatoria di eccellenza, suddivise per regione (biennio 2020-2021)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Analizzando la presenza nella suddetta graduatoria in termini di popolazione (Fig. 5.105), si nota come le 68 gestioni ammesse alla valutazione dello stadio di eccellenza erogano il servizio a oltre la metà della popolazione del *panel* (56%).

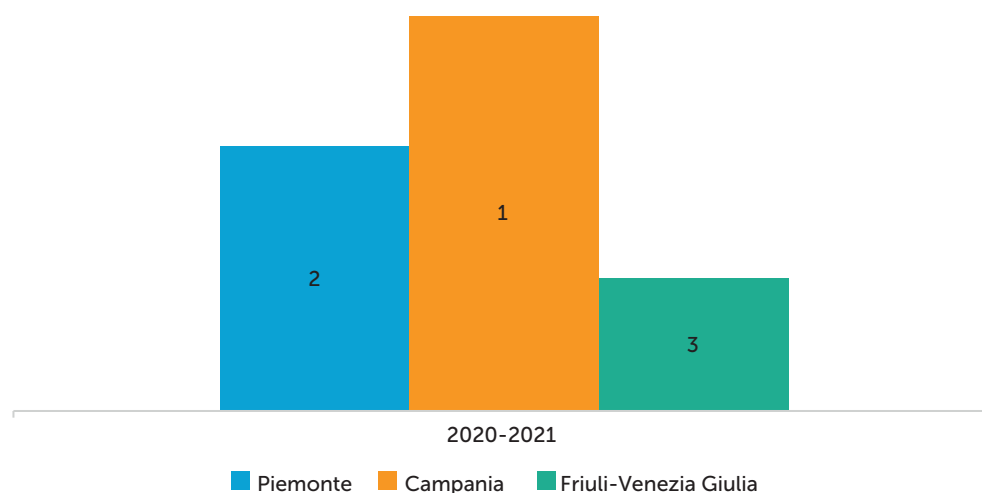
FIG. 5.105 Percentuale della popolazione residente servita da gestori ammessi alla valutazione dello stadio di eccellenza (biennio 2020-2021)



■ Gestioni nel TOPSIS ■ Gestioni escluse dal TOPSIS

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

FIG. 5.106 Posizionamento delle gestioni sul podio dello stadio III nel biennio 2020-2021 nelle Regioni di appartenenza



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

La graduatoria dello stadio III di eccellenza per il biennio 2020-2021 reca nelle posizioni del podio (Fig. 5.106) tre gestioni situate in tre differenti Regioni: in particolare al primo posto si è posizionata una gestione operante in Campania, al secondo posto una gestione operante in Piemonte mentre il terzo posto è occupato da una gestione operante nel Friuli-Venezia Giulia.

Premialità e penalità attribuite

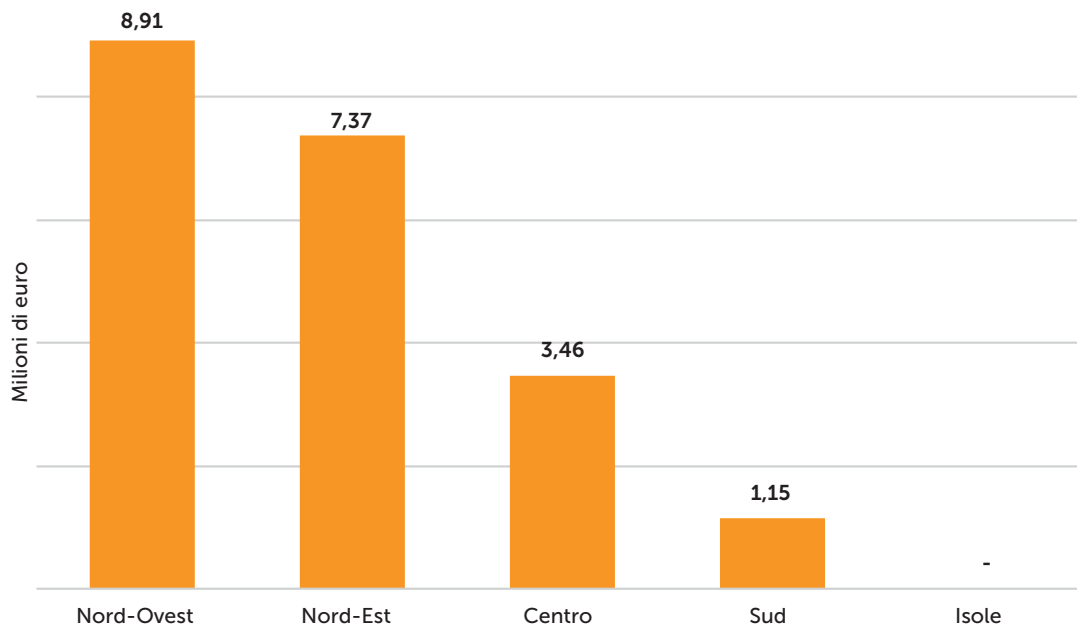
Il meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale ha attribuito, complessivamente per i tre stadi di valutazione, premialità per circa 20,9 milioni di euro per il biennio 2020-2021. Ai fini della quantificazione dei premi rileva, da un lato, il gettito della componente UI2 attribuito alla qualità contrattuale (pari al 20%, del quale il 70% è destinato alla copertura delle premialità degli stadi di valutazione base), dall'altro, la presenza di oneri specifici per la qualità contrattuale⁸³, e, infine, la dimensione delle gestioni che si collocano nelle prime tre posizioni per lo stadio di eccellenza⁸⁴.

Come rappresentato nella figura 5.107, gli importi più elevati sono stati attribuiti nelle aree del Nord-Ovest e del Nord-Est (rispettivamente 8,91 e 7,37 milioni di euro) mentre non sono stati attribuiti premi alle gestioni operanti nelle Isole (nonostante in Sicilia sia presente una gestione in premio ma questo risulta azzerato per la decurtazione dei menzionati oneri).

⁸³ Ai sensi del comma 96.2 della RQSII, tali oneri (OPEX_{oc}) sono decurtati dalle premialità per gli stadi di valutazione base.

⁸⁴ Dato che, come specificato al comma 96.5 della RQSII, i premi per lo stadio di valutazione di eccellenza sono commisurati al vincolo riconosciuto ai ricavi del gestore (VRG).

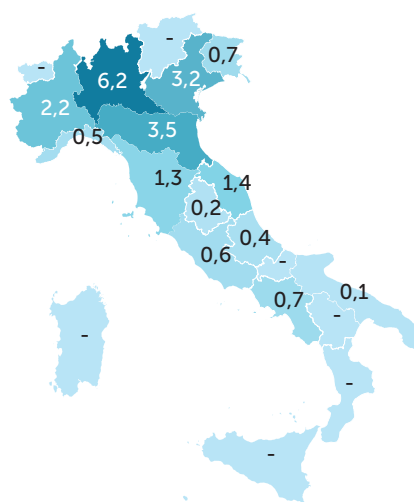
FIG. 5.107 Importo totale dei premi attribuiti a ciascuna area geografica nel biennio 2020-2021 (milioni di euro)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Suddividendo tali importi per regione (Fig. 5.108) si evidenzia come in 4 regioni le premialità abbiano superato i 2 milioni di euro (Piemonte, Veneto, Emilia-Romagna, e Lombardia che raggiunge i 6,2 milioni di euro), mentre in 7 regioni non siano stati erogati premi (6, escludendo da tale conteggio il menzionato caso della gestione siciliana).

FIG. 5.108 Importo complessivo dei premi ottenuti da ciascuna Regione nel biennio 2020-2021 (milioni di euro)

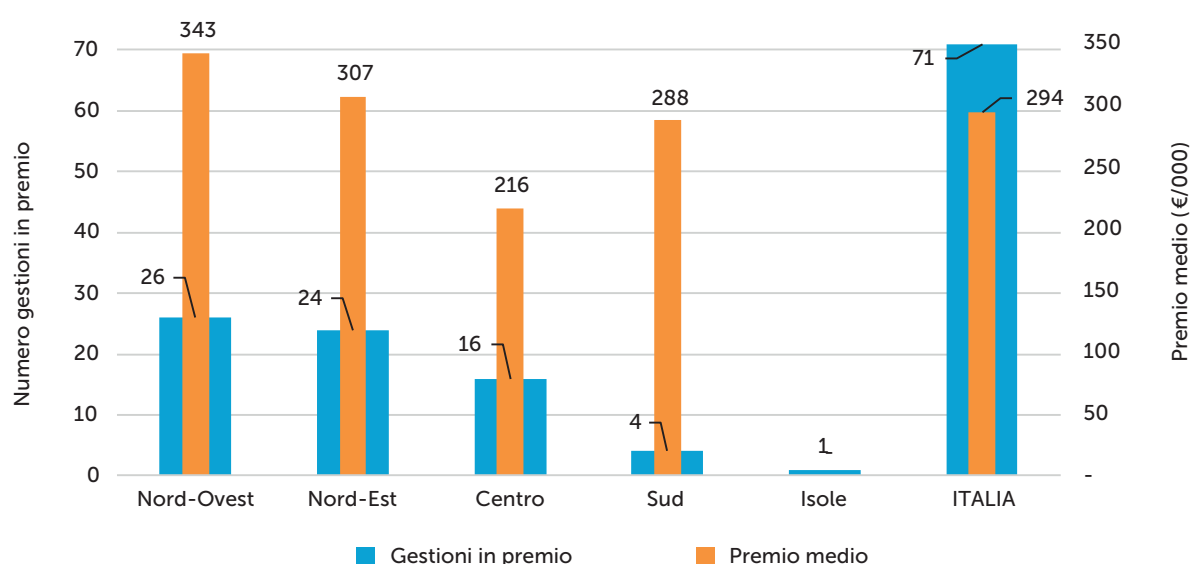


Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Nella figura 5.109 viene rappresentata l'entità delle premialità medie attribuite per singola gestione e la numerosità di queste ultime, suddivise per singola area geografica. Alle 71 gestioni complessivamente premiate corrisponde una premialità media, a livello nazionale, pari a circa 294.000 euro, con valori che vi si discostano di poco per le aree Nord-Est e Sud (pur esprimendo una numerosità di gestioni premiate ben più elevata per la prima rispetto alla seconda), e con un massimo registrato nell'area Nord-Ovest (circa 343.000 euro, dove tra l'altro si rileva il massimo anche per la numerosità dei premiati, 26) e un minimo al Centro (circa 216.000 euro), oltre al valore nullo già evidenziato per il solo soggetto premiato operante nelle Isole.

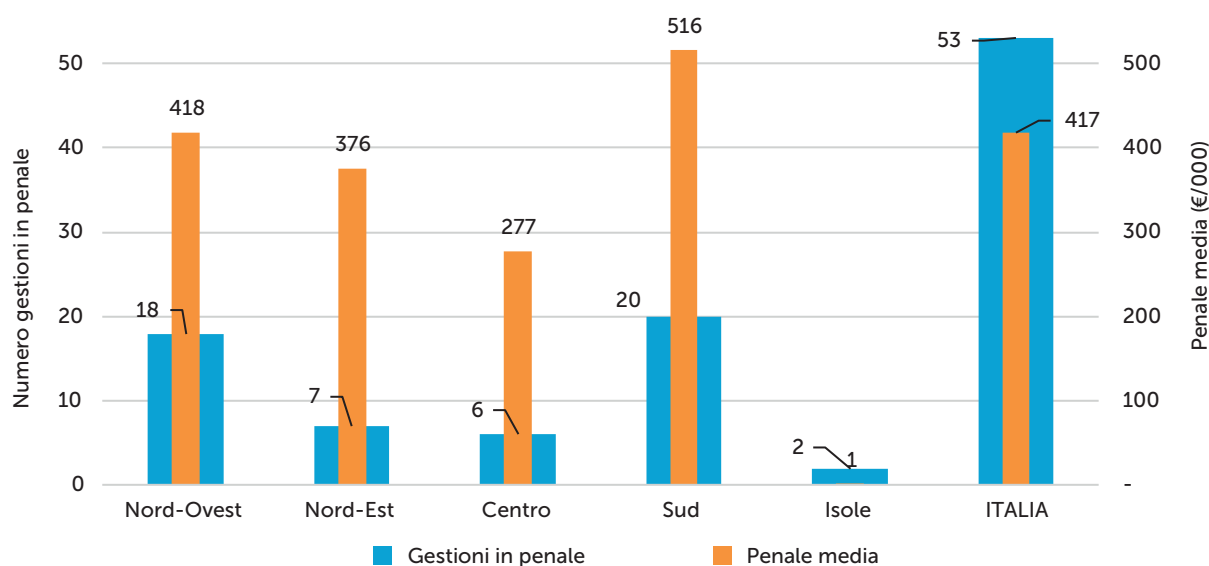
Anche con riferimento alle penalità, il calcolo degli importi è funzione del gettito della componente UI2 attribuito al meccanismo incentivante, degli eventuali oneri specifici per la qualità contrattuale e della dimensione della gestione, ma quest'ultimo elemento è funzionale a evitare che le penali comminate risultino eccessive per gli operatori di minore dimensione⁸⁵. Complessivamente le penali superano l'importo totale dei premi, arrivando a circa 22,1 milioni di euro per il biennio 2020-2021.

FIG. 5.109 Premialità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2020-2021)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

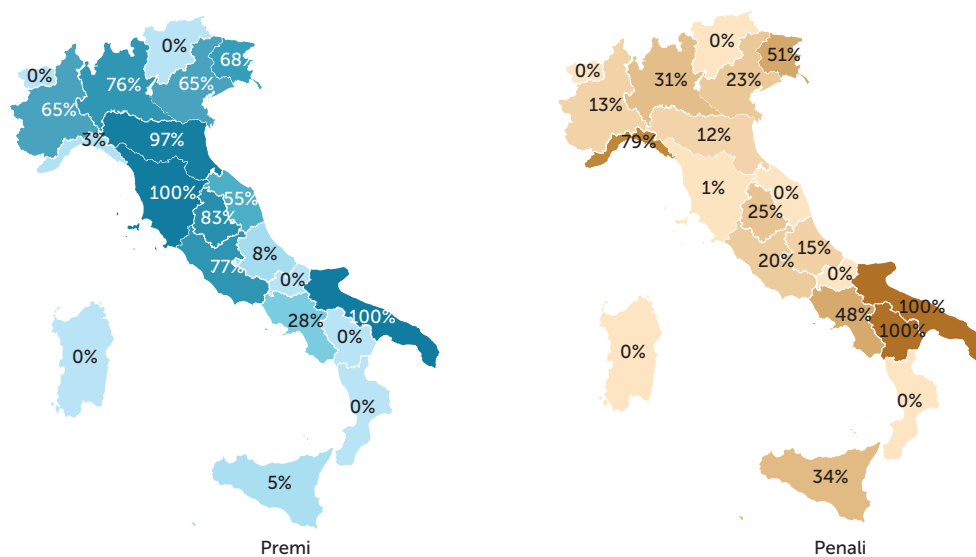
⁸⁵ Si veda, al riguardo, il comma 96.4 della RQSII.

FIG. 5.110 Penalità medie per gestione attribuite in ciascuna area geografica (biennio 2020-2021)

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Analogamente a quanto appena mostrato per le premialità, nella figura 5.110 viene rappresentata l'entità delle penalità medie attribuite per singola gestione e la numerosità di queste ultime, suddivise per singola area geografica. In questo caso la numerosità dei soggetti coinvolti è inferiore (53) e, conseguentemente, la penalità media a livello nazionale risulta superiore, essendo pari a circa 417.000 euro. Un valore medio del tutto simile è registrato dalle 18 gestioni in penale nell'area Nord-Ovest mentre il picco per entrambe le grandezze è fatto registrare dal Sud (516.000 euro mediamente comminati a 20 operatori); importi medi via via più contenuti sono registrati al Nord-Est e al Centro (rispettivamente 376.000 euro per 7 gestioni e 277.000 euro per 6 gestioni) mentre gli unici due operatori in penale nelle Isole sono di dimensioni così ridotte da avere un importo medio pari a circa 1.000 euro.

Risulta, infine, interessante analizzare l'impatto dei premi e delle penali in termini di popolazione servita dalle diverse gestioni. Tale analisi viene mostrata nelle mappe della figura 5.111 per singola regione. Si precisa che una gestione può aver avuto un premio per un macro-indicatore e una penale per l'altro macro-indicatore, come nel caso del gestore della Regione Puglia (100% per entrambe le mappe). Viceversa, nel caso della Basilicata, il gestore dell'ATO unico regionale è risultato in penale per entrambi i macro-indicatori. Altre regioni, quali la Calabria e la Sardegna, risultano non rappresentate nelle mappe in quanto le relative gestioni sono state o escluse dal meccanismo o escluse dalle premialità per le motivazioni diffusamente descritte in apertura del presente paragrafo. In linea generale si registra una maggiore diffusione delle premialità rispetto alle penalità, con differenze molto marcate tra i due esiti per la Toscana (100% della popolazione servita da una gestione in premio, 1% in penale) e l'Emilia-Romagna (97% in premio, 12% in penale) o comunque rilevanti per Umbria, Lazio, Lombardia, Piemonte e Veneto. Viceversa, per la popolazione ligure si evidenzia una quota sensibilmente superiore per le penali rispetto ai premi.

FIG. 5.111 Percentuale della popolazione residente regionale servita da una gestione risultata in premio o in penale

Fonte: ARERA, elaborazione su dati relativi al procedimento sull'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per il biennio 2020-2021 (delibera 476/2023/R/idr).

Impatto in tariffa della regolazione della qualità contrattuale

L'introduzione di standard minimi omogenei sul territorio nazionale per tutte le prestazioni da assicurare all'utenza, definiti dall'Autorità con la regolazione in tema di qualità contrattuale in vigore dal 1° luglio 2016, ha richiesto modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII, tenuti fino a quel momento a garantire livelli di qualità definiti a livello locale⁸⁶.

Al fine di favorire il recepimento della disciplina recata dalla RQSII e considerando i differenti livelli di partenza degli operatori, l'Autorità ha introdotto, con il Metodo tariffario idrico per il secondo periodo regolatorio (MTI-2) di cui alla delibera 664/2015/R/idr, la facoltà di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario gli oneri aggiuntivi $Opex_{OC}$ connessi all'adeguamento agli standard di qualità del servizio di cui alla delibera 655/2015/R/idr, laddove i medesimi non fossero già previsti nelle previgenti Carte del servizio⁸⁷.

Con il metodo tariffario per il terzo periodo regolatorio 2020-2023 è stata poi introdotta la facoltà per gli Enti di governo di ricomprendere tra i costi ammessi al riconoscimento tariffario, nell'ambito della componente $Opex_{OC}$ anche gli oneri aggiuntivi connessi al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento – previsti dal nuovo meccanismo incentivante di premi e penalità introdotto con la delibera 547/2019/R/idr – per le gestioni che si collochino in classi diverse dalla classe A.

⁸⁶ In coerenza con lo schema recato dal DPCM 29 aprile 1999 che definiva gli indicatori di qualità da riportare nelle Carte del servizio demandandone la quantificazione a livello locale.

⁸⁷ Si rammenta che, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, nel secondo periodo regolatorio 2016-2019 era possibile procedere al riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo Ente, tenuto conto delle specificità territoriali rilevate. La previsione dell'istanza per il riconoscimento dei premi di cui all'MTI-2 è stata superata, a partire dal 2020, dal meccanismo incentivante di premi-penalità introdotto dalla delibera 547/2019/R/idr.

Per entrambe le tipologie di $Opex_{OC}$, l'Autorità ha esplicitato le modalità con le quali gli Enti di governo dell'ambito provvedono al recupero, solo se a vantaggio dell'utenza, dello scostamento fra la componente $Opex_{OC}$ valorizzata per il biennio precedente in sede di determinazione tariffaria e gli oneri effettivamente sostenuti dai gestori rispettivamente per il citato adeguamento agli standard di qualità contrattuale, da un lato, e il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento, dall'altro.

Con il meccanismo incentivante della qualità contrattuale introdotto con la menzionata delibera 547/2019/R/idr, infine, sono state previste ulteriori modalità di recupero delle componenti $Opex_{OC}$ attraverso il calcolo sia delle premialità, sia delle penalità, come già richiamato al precedente paragrafo "Esiti della prima applicazione del meccanismo incentivante introdotto dalla RQSII per il biennio 2020-2021".

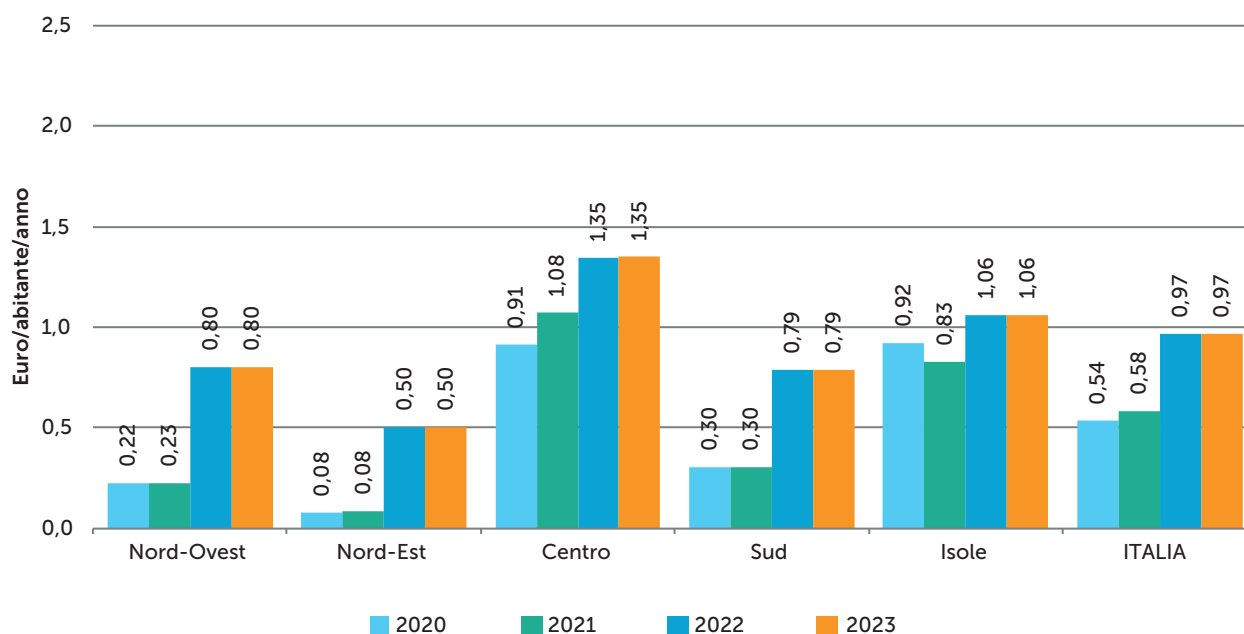
Di seguito viene analizzato l'impatto economico della regolazione della qualità contrattuale con riferimento al terzo periodo regolatorio 2020-2023⁸⁸, considerando sia la componente $Opex_{OC}$ per l'adeguamento delle Carte del servizio alla disciplina della RQSII (di seguito $Opex_{OC}$ ex comma 18.9, lett. a), MTI-3), quantificata in funzione degli importi rendicontati con riferimento alla annualità 2019 (se inferiori rispetto a quelli ammessi a riconoscimento tariffario per la medesima annualità), sia la componente $Opex_{OC}$ per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento previsti dal meccanismo incentivante di premi e penalità (di seguito $Opex_{OC}$ ex comma 18.9, lett. b), MTI-3), sia la quota di $Opex_{OC}$ che ha comportato un decremento dei premi assegnati o un incremento delle penali comminate per gli anni 2020 e 2021 in applicazione del menzionato meccanismo incentivante della qualità contrattuale per le medesime annualità.

Nella figura 5.112 viene riportata la valutazione, per area geografica, degli oneri aggiuntivi richiesti dagli Enti di governo dell'ambito per l'adeguamento agli standard di qualità contrattuale, rielaborati decurtandone la quota considerata nei calcoli di premi e penali per il biennio 2020-2021, da cui emerge una quantificazione media nazionale degli $Opex_{OC}$ pari a 54 centesimi di euro/abitate/anno per il 2020, 58 centesimi per il 2021 e 97 centesimi per le annualità 2022 e 2023 (annualità per le quali non si è ancora concluso il procedimento di applicazione del meccanismo incentivante⁸⁹).

L'ammontare medio più elevato è richiesto per le gestioni del Centro, con un importo di 1,35 euro/abitate/anno per il biennio 2022-2023, seguite dalle gestioni delle Isole con un importo di 1,06 euro/abitate/anno per il medesimo biennio. Le richieste di riconoscimento di oneri aggiuntivi più contenute si registrano per le gestioni del Nord-Est, con 0,50 euro/abitate/anno per il biennio 2022-2023, importo che risulta ridotto a 0,08 euro per il biennio 2020-2021 come esito dell'applicazione del meccanismo incentivante.

⁸⁸ Si precisa che la presente analisi è riferita al medesimo campione descritto al precedente paragrafo "Caratteristiche degli schemi regolatori trasmessi all'Autorità".

⁸⁹ Il procedimento per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2022-2023, previste dal meccanismo incentivante della qualità contrattuale del servizio idrico integrato, è stato avviato con la delibera 6 febbraio 2024, 37/2024/R/idr.

FIG. 5.112 *Opex_{OC} quantificati nel quadriennio 2020-2023 pro capite per area geografica*

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.

Analizzando i dati riportati nella tavola 5.32 emerge che, nell'ambito delle proposte di aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie, gli EGA hanno richiesto il riconoscimento di Opex_{OC} (sia per l'adeguamento agli standard previsti dalla RQSII, sia per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento introdotti a fine 2019) per 49 gestioni, per un ammontare complessivo pari a circa 85 milioni di euro per l'intero quadriennio 2020-2023, dei quali la quota legata al raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dei macro-indicatori di qualità contrattuale risulta relativamente contenuta (11,5 milioni euro); di tali proposte, alla medesima data, sono state oggetto di istruttoria e di conseguente approvazione da parte dell'Autorità quelle riferite a 23 gestioni che operano in tutte le aree a eccezione delle Isole, per un ammontare totale di Opex_{OC} riconosciuti nel quadriennio pari a circa 35,5 milioni di euro. Infine, è possibile notare che l'applicazione del meccanismo incentivante ha di fatto comportato, con riferimento al solo biennio 2020-2021, una riduzione degli oneri aggiuntivi Opex_{OC} pari a circa 15,1 milioni di euro.

TAV. 5.32 *Opex_{OC} per il quadriennio 2020-2023*

AREA GEOGRAFICA	GESTIONI CON OPEX _{OC} IN PROPOSTA EGA (N.)	GESTIONI CON OPEX _{OC} APPROVATI ARERA (N.)	AMMONTARE OPEXQC QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO		QUOTA OPEX _{OC} DETTRATA DALL'AMMONTARE QUANTIFICATO DAGLI EGA PER IL QUADRIENNIO, IN APPLICAZIONE DEL MECCANISMO INCENTIVANTE 2020-2021 (EURO)
			DI CUI QUOTA EX COMMA 18.9, LETT. A), MTI-3 (EURO)	DI CUI QUOTA EX COMMA 18.9, LETT. B), MTI-3 (EURO)	
Nord-Ovest	13	5	9.608.224	176.000	-3.271.948
Nord-Est	16	10	6.264.366	366.138	-2.352.517
Centro	12	7	31.737.411	10.039.689	-3.391.424
Sud	4	1	17.791.591	171.500	-5.554.796
Isole	4		8.436.304	759.684	-551.728
ITALIA	49	23	73.837.896	11.513.011	-15.122.414

Fonte: ARERA, elaborazione su dati comunicati dagli Enti di governo dell'ambito.



CAPITOLO

6



**STRUTTURA, TARIFFE
E QUALITÀ NEL SETTORE
DEI RIFIUTI URBANI**

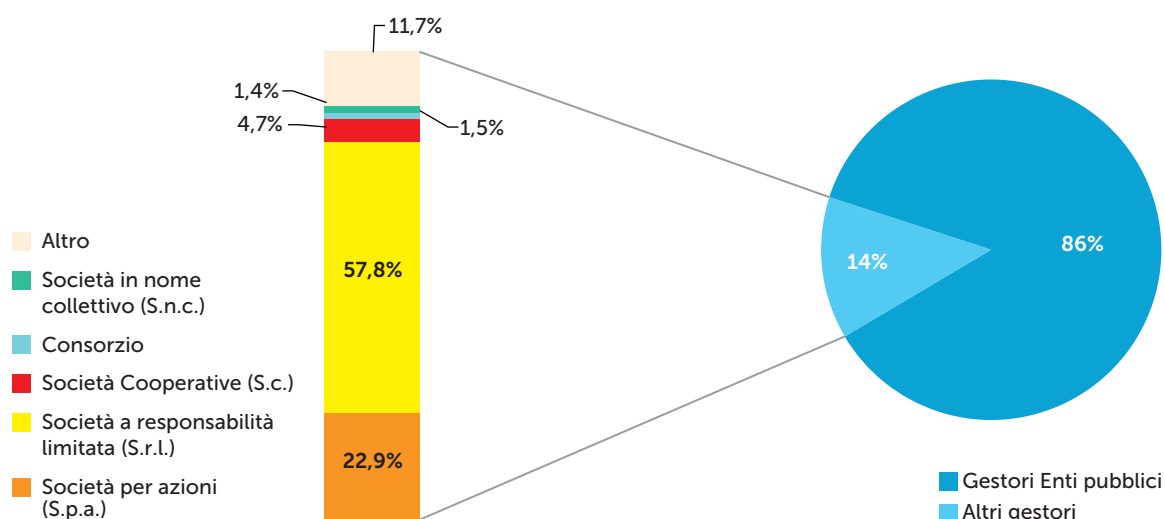
Struttura del settore

A maggio 2024 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 8.419 soggetti con un incremento rispetto allo scorso anno di 318 nuovi iscritti¹.

Il quadro generale sembra aver raggiunto una certa stabilità rispetto alla tipologia delle attività svolte dai soggetti iscritti e alla natura giuridica degli stessi, non mostrando grandi cambiamenti rispetto all'anno precedente.

I soggetti iscritti come Enti territorialmente competenti permangono in numero elevato, seppur in progressiva lieve riduzione (3.389 rispetto a 3.550)², a conferma che il processo di organizzazione territoriale del servizio risulta ancora non pienamente completato, come peraltro evidenziato dall'Autorità nella seconda relazione sullo stato di riordino dell'assetto locale del settore³.

FIG. 6.1 Natura giuridica dei gestori iscritti in Anagrafica



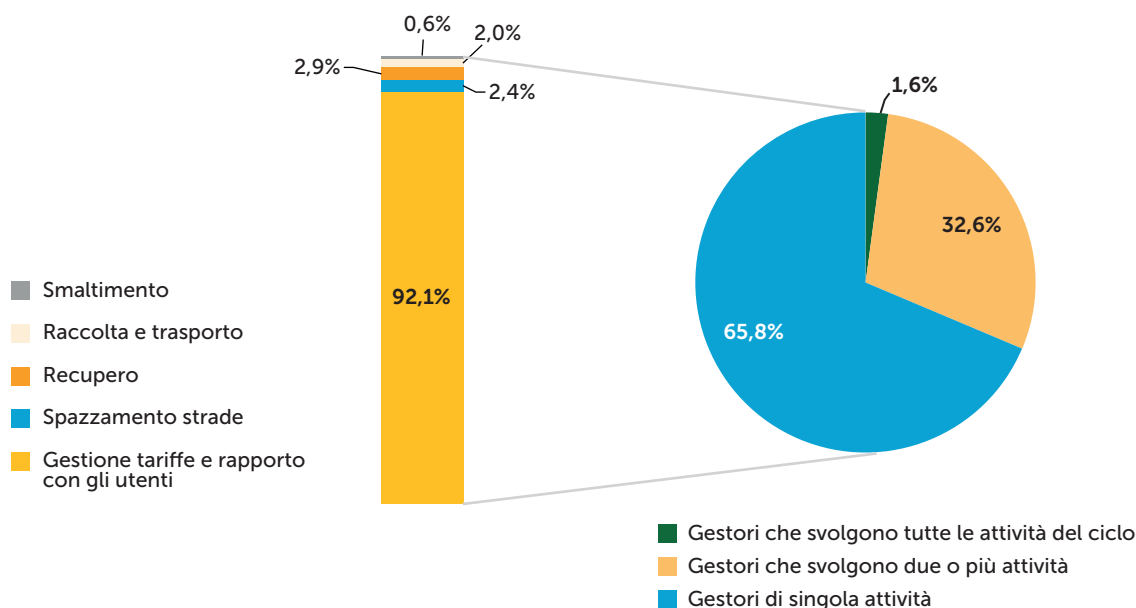
Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

¹ L'apertura dell'Anagrafica operatori al settore dei rifiuti urbani è stata introdotta con la delibera 27 dicembre 2018, 715/2018/R/rif.

² Tale riduzione può ricondursi sia alla rettifica delle attività dichiarate in Anagrafica operatori sia al trasferimento di competenze dai singoli comuni a enti sovracomunali.

³ Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione 20 dicembre 2023, 609/2023/I/rif.

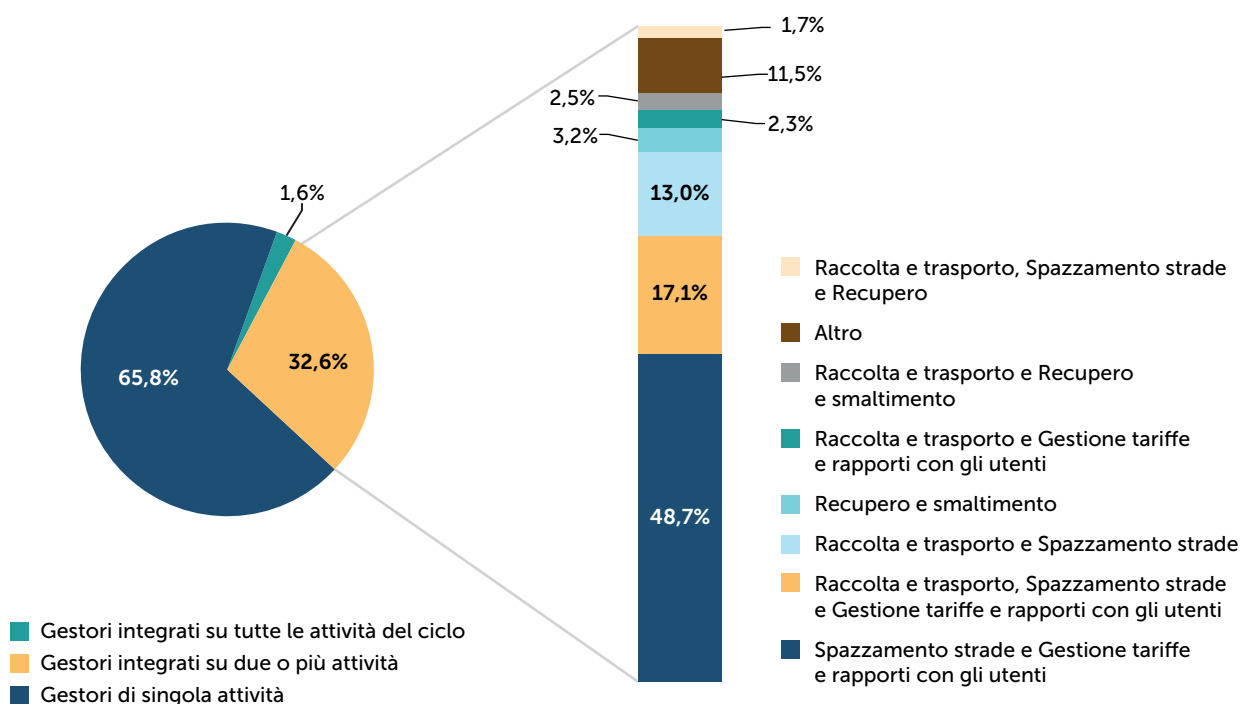
FIG. 6.2 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere una sola attività



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

In relazione alla natura giuridica dei soggetti iscritti come gestori (pari a 8.190), la figura 6.1 mostra che continuano a essere in prevalenza Enti pubblici (86%). Riguardo ai gestori non Enti pubblici, rispetto al precedente anno, si registra una lieve contrazione delle società per azioni (22,9% rispetto a 24,7%), a fronte di una crescita delle società a responsabilità limitata (57,8% rispetto a 56,4%). In linea con gli anni precedenti, nella maggioranza dei casi (65,8%) i gestori risultano inoltre accreditati per una singola attività e solo raramente (1,6%) per tutte le attività del ciclo (Fig. 6.2).

FIG. 6.3 Gestori che hanno dichiarato in Anagrafica di svolgere due o più attività

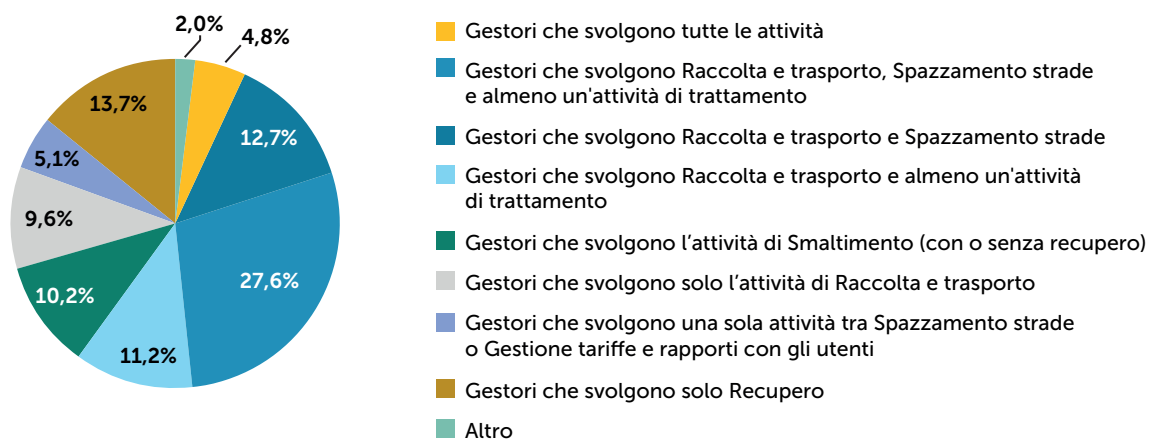


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

In merito alla tipologia di attività svolta, fra i gestori di singole attività si conferma anche nel 2024 che il maggior numero si osserva fra quelli che si sono accreditati per l'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti (92%) a fronte di quello più basso riscontrato per i gestori dell'attività di smaltimento che resta costante allo 0,6%. Rispetto ai gestori che si sono accreditati per due o più attività (Fig. 6.3), la combinazione più frequente continua a osservarsi fra quelli che hanno dichiarato l'attività di spazzamento strade e di gestione tariffe e rapporto con gli utenti (48,7%), seguiti da quelli che svolgono, oltre a queste, anche l'attività di raccolta e trasporto (17,1%).

Dall'analisi invece dei soggetti accreditati in Anagrafica come gestori avente natura giuridica diversa da Ente pubblico (14%), la combinazione più frequente si osserva fra quelli che svolgono congiuntamente l'attività di raccolta e trasporto e spazzamento strade, che aumenta rispetto allo scorso anno di quasi 3 punti percentuali (dal 24,7% al 27,6%), seguiti dai gestori che oltre a suddette attività svolgono anche un'attività di trattamento (12,7%). Solo il 4,8% dei gestori che non ha natura di Ente pubblico svolge tutte le attività del ciclo (Fig. 6.4), in lieve contrazione rispetto al dato del 2023 (5,2%).

FIG. 6.4 Gestori non Enti pubblici per attività svolta

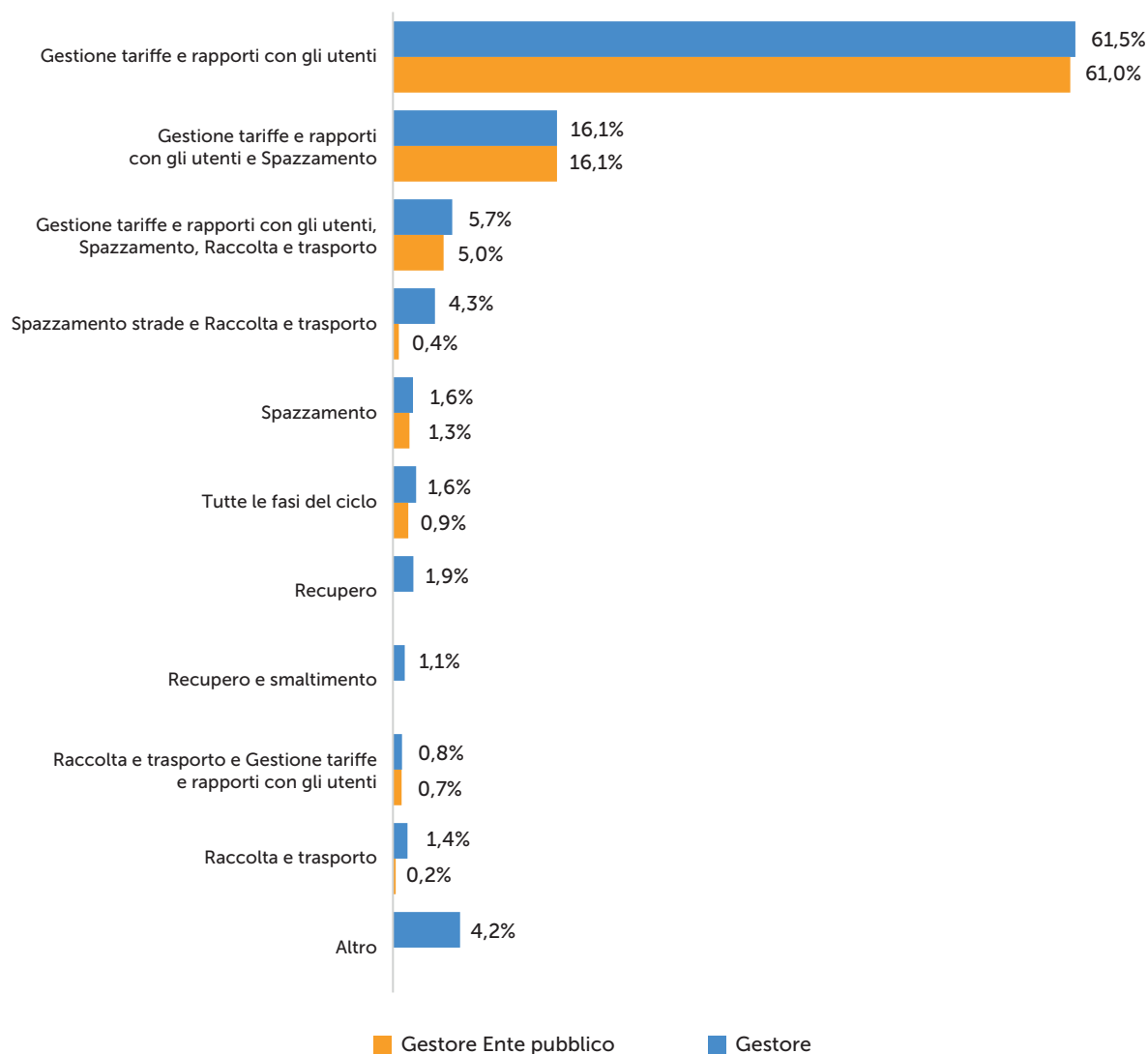


Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

Si rileva infine, anche per l'anno 2024, una considerevole presenza di gestori aventi natura di Ente pubblico che svolgono le attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti e spazzamento strade (Fig. 6.5), prevalentemente comuni. Si rileva inoltre che i gestori che hanno dichiarato di svolgere le attività di trattamento e recupero e/o trattamento e smaltimento sono prevalentemente soggetti privati⁴.

⁴ Le diverse combinazioni di attività analizzate coprono il 98,5% dei gestori. La restante quota afferisce a combinazioni di due o più attività ritenute marginali rispetto al totale (ad esempio, gestione tariffe e rapporto con gli utenti e recupero).

FIG. 6.5 Gestori Enti pubblici per attività svolta



Fonte: ARERA, Anagrafica operatori.

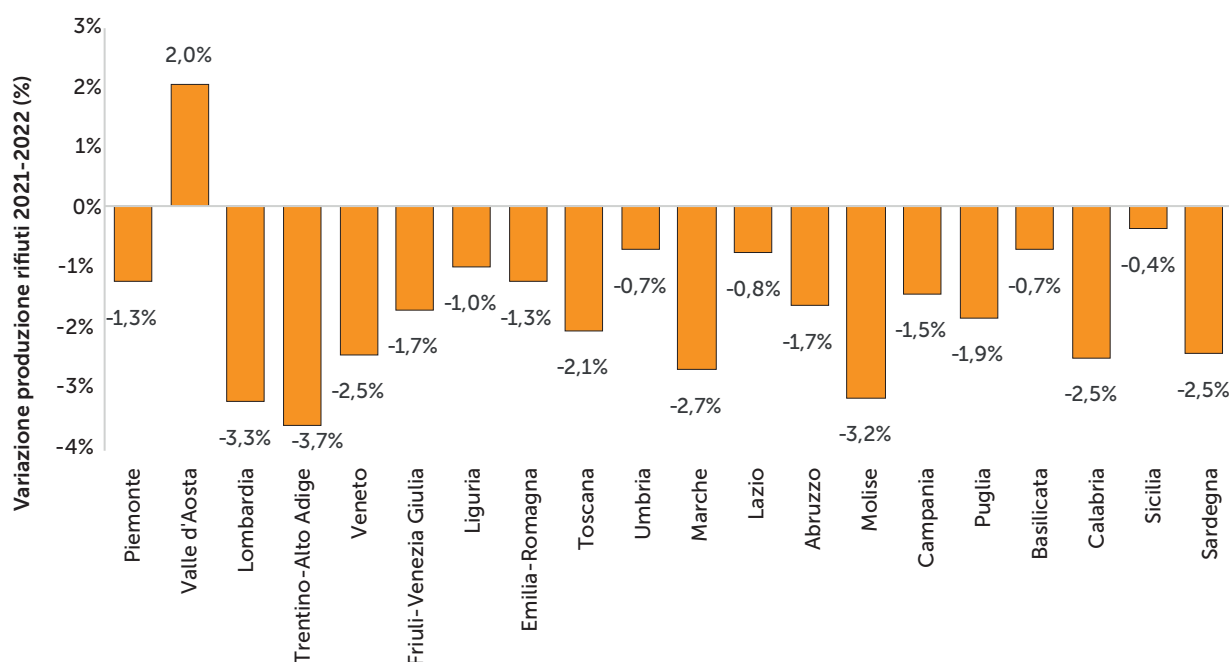
Produzione e raccolta dei rifiuti

Nel 2022 la produzione nazionale dei rifiuti urbani è stata pari a circa 29,1 milioni di tonnellate in calo dell'1,8% rispetto al dato 2021. La precedente annualità 2021 era stata caratterizzata da un'inversione di tendenza, in linea con la ripresa economica *post* pandemia dell'economia nazionale. Diversamente, il dato di produzione riferito all'anno 2022 segna nuovamente una contrazione, a fronte degli incrementi invece rilevati per gli indicatori socioeconomici, quali prodotto interno lordo e spesa per consumi finali sul territorio economico, rispettivamente pari al 3,7% e 6,1%⁵.

⁵ Il dato della produzione di rifiuti urbani può essere influenzato dalla previsione di cui all'art. 198, comma 2-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, introdotta dal decreto legislativo 30 settembre 2020, n. 116, che consente alle utenze non domestiche di conferire i propri rifiuti urbani al di fuori del servizio pubblico di raccolta, nel caso

Guardando al dettaglio delle singole Regioni (Fig. 6.6), la Valle d'Aosta è l'unica in controtendenza con un incremento nella produzione dei rifiuti pari al 2%, cui si contrappone il Trentino-Alto Adige con la riduzione più ampia corrispondente a -3,7%. Tra le Regioni del Sud (escluse le Isole), in Molise e Calabria è stata registrata la riduzione maggiore (rispettivamente -3,2% e -2,5%). A livello di macro-area⁶, nel Nord-Ovest si è verificata la maggiore contrazione nella produzione di rifiuti (-2,4%), seguita dal Nord-Est (-2%) e dal Sud, escluse le Isole (-1,8%).

FIG. 6.6 Variazione percentuale della produzione di rifiuti urbani dal 2021 al 2022



Fonte: Elaborazione dati ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

Si conferma il *trend* di crescita della raccolta differenziata, che aumenta più di un punto percentuale rispetto al 2021, passando dal 64% al 65,2% (in termini quantitativi, quasi 19 milioni di tonnellate di rifiuti differenziati).

Le Regioni del Nord-Est e del Nord-Ovest mantengono alti livelli di raccolta differenziata, confermando anche per il 2022 il superamento dell'obiettivo del 65% previsto per il 2012 dal decreto legislativo n. 152/2006, con risultati pari rispettivamente al 74,3% e al 69,8% della produzione totale dei rifiuti urbani prodotti, mentre il Centro si attesta al 61,5% e il Sud e le Isole al 57,5% (Fig. 6.7).

Anche per il 2022 come per il 2021, l'area geografica in cui si rileva il maggior incremento di raccolta differenziata rispetto all'anno precedente è quella delle Isole con un aumento di 3,1 punti (trainata dalla Sicilia che registra un aumento del 4%).

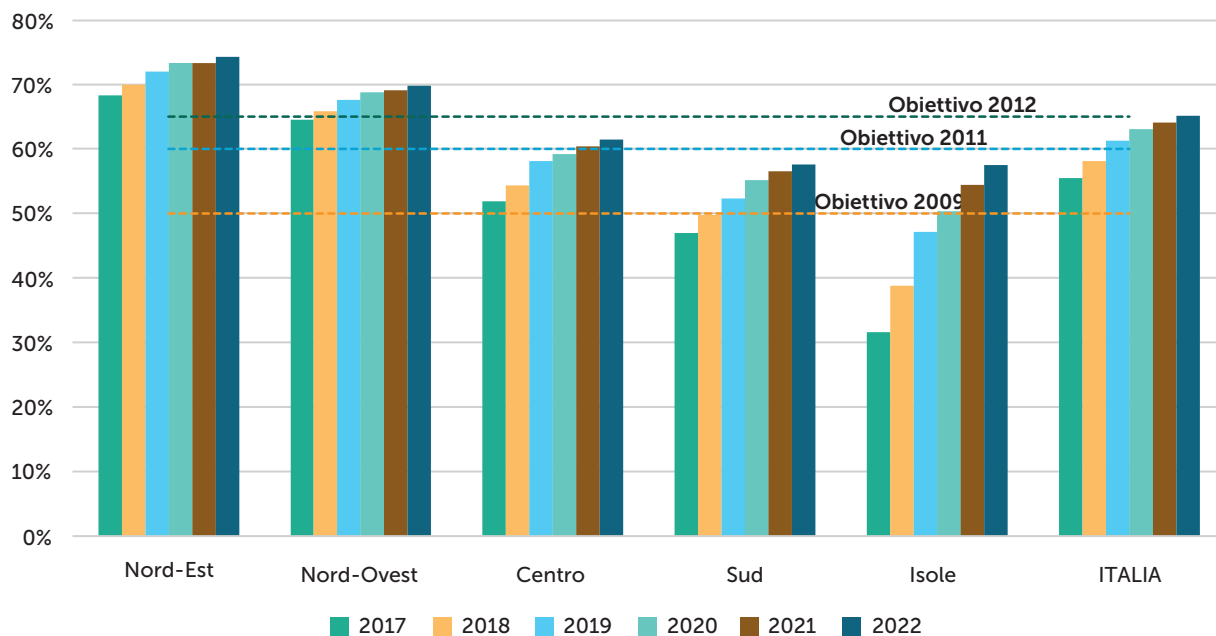
Tuttavia, nonostante tale crescita, persiste ancora un'elevata eterogeneità dei risultati raggiunti a livello territoriale (Fig. 6.8), che vede coesistere Regioni – principalmente del Nord – che superano l'obiettivo del 65% fissato dalla norma-

in cui esse siano in grado di dimostrare di destinare i suddetti rifiuti a soggetti che ne garantiscono il recupero. Come riportato nel Rapporto Rifiuti Urbani 2023 di ISPRA, i rifiuti ricadenti in tali fattispecie possono, quindi, non essere interamente contabilizzati all'interno del dato di produzione e raccolta differenziata dei rifiuti urbani e rientrare, di conseguenza, nell'alveo gestionale dei rifiuti speciali.

6 Le elaborazioni sono state effettuate considerando le seguenti aree geografiche: Nord-Est (Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Veneto ed Emilia-Romagna); Nord-Ovest (Piemonte, Valle d'Aosta, Lombardia e Liguria); Centro (Toscana, Marche, Umbria e Lazio); Sud (Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata e Calabria); Isole (Sardegna e Sicilia).

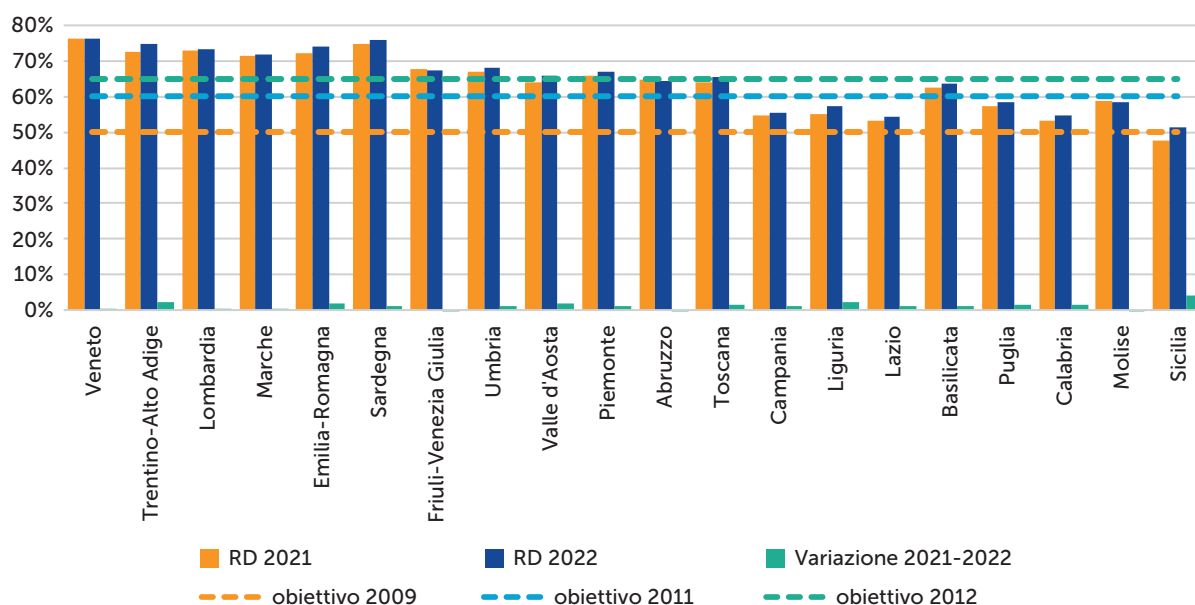
tiva (Veneto, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Piemonte Marche, Emilia-Romagna, Valle d'Aosta, Toscana, Sardegna, Friuli-Venezia Giulia e Umbria), con realtà – prevalentemente localizzate al Sud – che continuano a registrare risultati inferiori all'obiettivo prefissato (Abruzzo, Campania, Sicilia, Molise, Calabria, Puglia, Basilicata, Liguria, Lazio).

FIG. 6.7 *Andamento della raccolta differenziata per aree geografiche e confronto con gli obiettivi (2017-2022)*



Fonte: Elaborazione dati ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

FIG. 6.8 *Andamento della raccolta differenziata per Regione e confronto con gli obiettivi (2021-2022)*

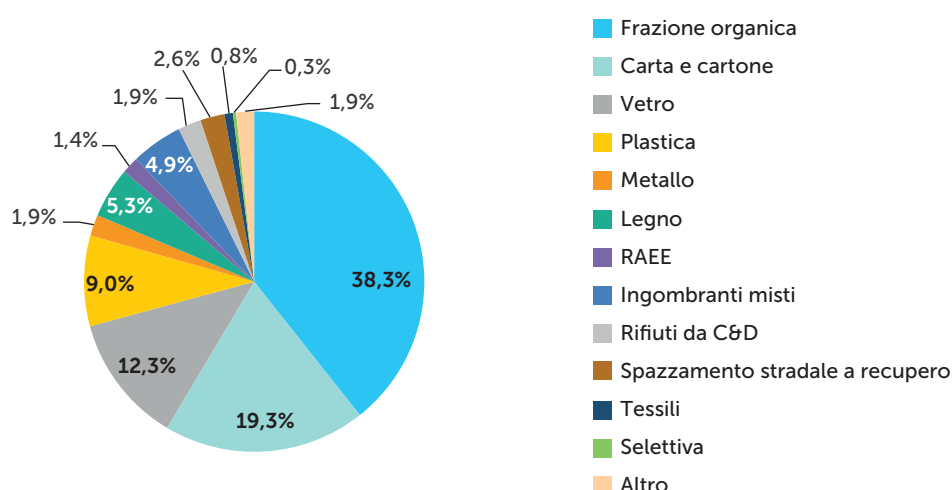


Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

Per quanto riguarda la composizione della raccolta differenziata (Fig. 6.9), le principali frazioni risultano essere: quella organica 38,3%, carta e cartone 19,3%, vetro 12,3%, plastica 9%, legno 5,3% e il metallo 1,9%. La composizione si mantiene in linea con quella rilevata nel 2021. Relativamente alla frazione organica, si registra un calo nei quantitativi raccolti (pari all'1,8% rispetto al 2021) da attribuirsi principalmente alla riduzione del dato di raccolta dei rifiuti biodegradabili provenienti dalla manutenzione di giardini e parchi. Con riferimento alle singole frazioni presenti nella raccolta multimateriale, modalità di intercettazione di alcune frazioni merceologiche, anche per il 2022 prevale la plastica, incidendo del 45,6% sul totale raccolto con tale modalità.

In relazione alla tipologia, con riferimento alle principali frazioni secche, si rileva che il vetro e la plastica sono prevalentemente costituite da imballaggi (rispettivamente 92% e 95%)⁷, seguite dal metallo con il 46%, dalla carta con il 30% e dal legno con il 16%. Come noto, gli imballaggi sono soggetti ai sistemi di responsabilità estesa del produttore e i relativi costi della raccolta differenziata, del trasporto, nonché delle operazioni di cernita o di altre operazioni preliminari sono posti a carico dei produttori e degli utilizzatori nella misura almeno dell'80%⁸.

FIG. 6.9 Ripartizione percentuale della raccolta differenziata nel 2022



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

La direttiva 2008/98/CE⁹ ha previsto che entro il 2020 il target per la preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio debba essere pari complessivamente almeno al 50% in termini di peso dei rifiuti, come minimo di carta, metalli, plastica e vetro provenienti dai nuclei domestici e possibilmente di altra origine, nella misura in cui tali flussi di rifiuti sono simili a quelli domestici. Successivamente, con la direttiva 2018/851/UE¹⁰ che ha introdotto nuovi obiettivi in materia di preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio, è stato previsto che tali target si applichino non a specifiche frazioni merceologiche ma all'intero ammontare dei rifiuti urbani e che entro il 2025 il target, in peso, sia aumentato al 55%, entro il 2030 al 60% ed entro il 2035 al 65%. Inoltre, per i nuovi obiettivi introdotti dalla direttiva 2018/851/UE i criteri di calcolo applicabili appaiono più rigidi e non prevedono più la possibilità di selezionare a quali tipologie di rifiuti applicare la misurazione dell'obiettivo¹¹.

⁷ Media calcolata sul periodo 2013-2022. Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

⁸ Art. 222 del decreto legislativo n. 152/2006, come modificato dal decreto legislativo n. 116/2020.

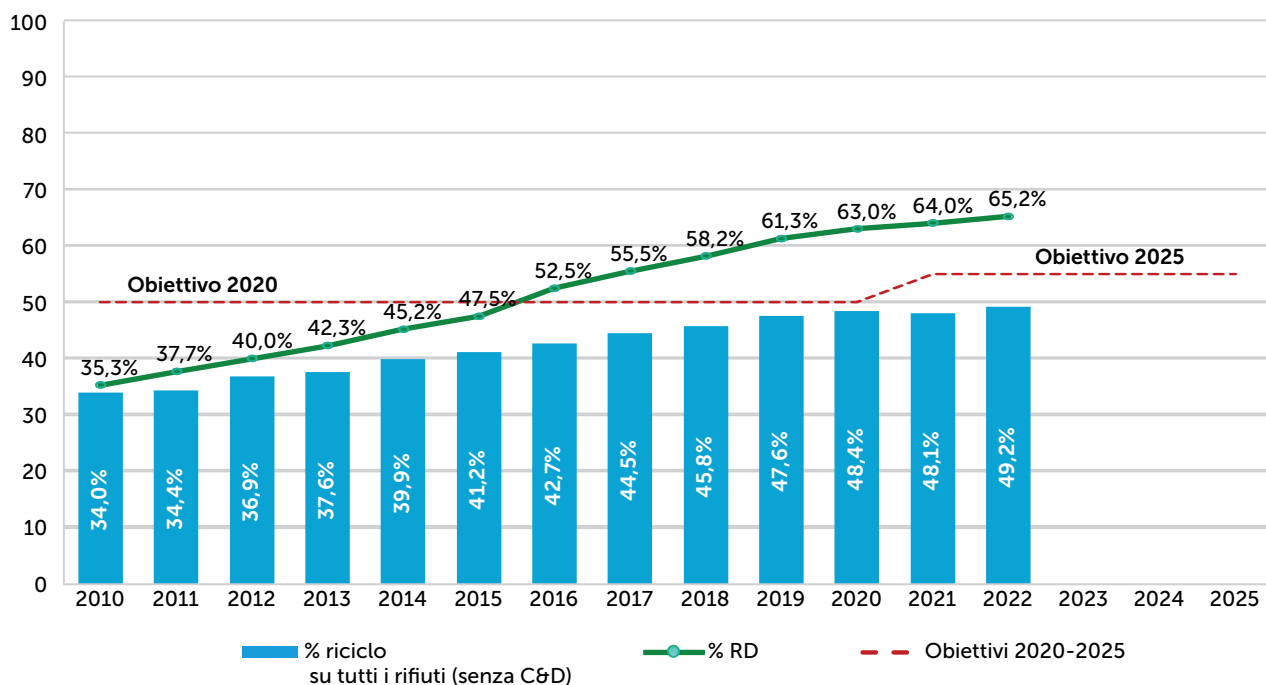
⁹ Recepita nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205 che ha introdotto gli obiettivi di riciclaggio all'art. 181 del decreto legislativo n. 152/2006.

¹⁰ Tali nuovi obiettivi sono stati recepiti, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo n. 116/2020, che ha modificato l'art. 181 del decreto legislativo n. 152/2006.

¹¹ In applicazione delle modifiche introdotte dalla direttiva 2018/851/UE (art. 11-bis) e dalla decisione di esecuzione 2019/1004/UE.

Secondo la metodologia di calcolo in vigore, sulla base delle elaborazioni fornite da ISPRA, la percentuale di preparazione per il riutilizzo e il riciclo si attesta al 49,2%¹² (Fig. 6.10).

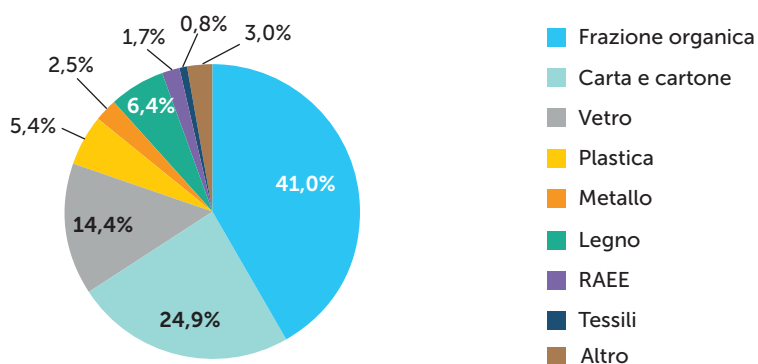
FIG. 6.10 Percentuali di riciclo e raccolta differenziata a confronto con l'obiettivo comunitario (2010-2023)



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

Infine, la ripartizione del quantitativo avviato a riciclo per frazione merceologica mostra che il 41% è costituito dalla frazione organica, il 24,9% da carta e cartone, il 14,4% dal vetro, il 5,4% dalla plastica e il 6,4% dal legno (Fig. 6.11). Rispetto ai risultati conseguiti nel 2021, si registra un calo di 1,3 punti nell'avvio a riciclo della frazione organica e un incremento di 1,4 punti per il legno.

FIG. 6.11 Ripartizione percentuale del quantitativo di rifiuti urbani avviati a riciclo nel 2022



Fonte: ISPRA, Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

¹² La quota dei rifiuti da costruzione e demolizione (di seguito: C&D) intercettati nella raccolta differenziata è stata esclusa dai calcoli per il computo delle percentuali di riciclo sulla base delle definizioni di rifiuti urbani date dalla direttiva 2008/98/CE, così come modificata dalla direttiva 2018/851/UE, e recepita, nell'ordinamento nazionale, dal decreto legislativo n. 116/2020.

Stato delle approvazioni tariffarie relative al primo e al secondo periodo regolatorio

Le predisposizioni tariffarie redatte ai sensi dell'MTR-2, come oramai noto, hanno una durata quadriennale (2022-2025), soggetta a un aggiornamento con cadenza biennale, salvo la possibilità, qualora si rilevino determinate condizioni, di ricorrere a un'eventuale revisione infra-periodo.

Il primo biennio 2022-2023 del periodo regolatorio si è concluso, e gli aggiornamenti introdotti con la delibera 3 agosto 2023, 389/2023/R/rif e ss.mm., esplicheranno i loro effetti sul secondo biennio 2024-2025 dell'MTR-2.

Nei successivi paragrafi si procederà a fornire il quadro delle predisposizioni tariffarie per il servizio di gestione dei rifiuti urbani relative alle annualità 2022-2025 trasmesse dagli Enti territorialmente competenti all'Autorità, con particolare attenzione alle risultanze desumibili dalle analisi svolte con riferimento all'anno 2023.

Inoltre, in continuità con le precedenti edizioni della *Relazione Annuale*, verrà aggiornata l'illustrazione delle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento alle annualità 2020, 2021 e 2022-2025.

Predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse all'Autorità

Nel corso del 2023 sono proseguite le trasmissioni all'Autorità delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025, con particolare riferimento agli ambiti che hanno effettuato ricorso alla revisione infra-periodo¹³.

Nonostante taluni ritardi negli adempimenti di trasmissione, si osserva, tuttavia, un positivo incremento del numero di soggetti adempienti alla regolazione tariffaria: rispetto alle 5.987 proposte tariffarie rilevate nella precedente edizione della *Relazione Annuale*, a oggi ne risultano trasmesse 6.202¹⁴ – di cui 6.175 comunali e 27 pluricomunali¹⁵ – relative a 6.563 Comuni (l'83% dei Comuni italiani), per un totale di 54,5 milioni di abitanti serviti pari al 92% della popolazione nazionale.

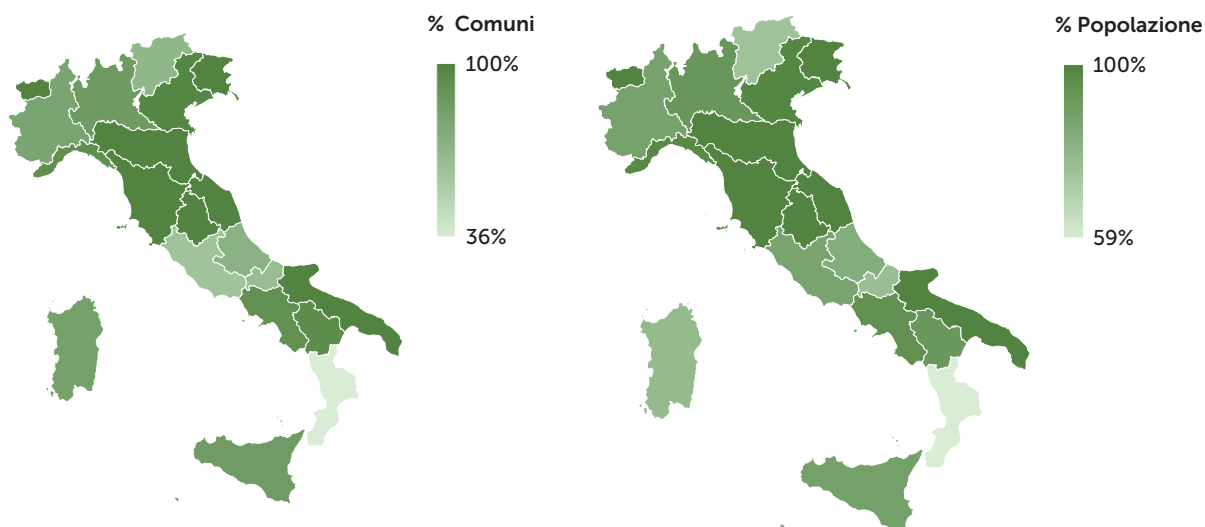
La figura 6.12 riporta per ciascuna Regione lo stato delle predisposizioni tariffarie 2022-2025 trasmesse in termini di popolazione e numero di Comuni interessati dalle stesse.

13 Una serie di interventi del legislatore ha posticipato il termine per l'approvazione della TARI 2022, fissandone la scadenza, da ultimo, al 31 agosto 2022. Ciò significa che il termine previsto dalla delibera 363/2021/R/rif per la trasmissione delle predisposizioni tariffarie è stato il 30 settembre 2022. Per la TARI 2023, il legislatore ha fissato da ultimo la scadenza al 15 settembre 2023, con conseguente scadenza per gli invii all'Autorità prevista per il 15 ottobre 2023.

14 I dati riportati sono aggiornati all'8 aprile 2024.

15 Si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun comune si qualifica, ai sensi dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito comunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

FIG. 6.12 Predisposizioni tariffarie per regione trasmesse all'Autorità, relative al periodo 2022-2025 (% Comuni serviti; % popolazione servita)



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Alle Regioni Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Toscana, Umbria, Valle d'Aosta e Puglia, già risultate totalmente adempienti alla trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie nella *Relazione Annuale 2022*, si è aggiunta anche la Regione Marche che ha completato gli invii per tutti gli ambiti tariffari ricadenti nel proprio territorio. Nelle restanti aree, sebbene il quadro delle trasmissioni non risulti ancora completo, il numero di predisposizioni tariffarie è in aumento, (in particolare nelle Regioni Abruzzo, Calabria, Campania e nella Provincia autonoma di Bolzano), anche grazie, in taluni casi, all'effettiva entrata in operatività degli Enti di governo d'ambito. Le Regioni Veneto, Basilicata, Liguria e Campania hanno una copertura di trasmissione all'Autorità delle predisposizioni tariffarie di oltre il 90% dei Comuni. La Provincia autonoma di Trento e le Regioni Lombardia, Sicilia, Piemonte e Abruzzo risultano aver inviato proposte tariffarie per una percentuale di Comuni compresa tra il 70% e il 90%, mentre Molise, Lazio, Provincia autonoma di Bolzano e Calabria si collocano tra il 36% e il 63%.

Dal confronto tra la popolazione interessata dalle predisposizioni tariffarie trasmesse e il numero dei corrispondenti comuni, si osserva come in talune regioni, seppure la percentuale di popolazione risulti elevata, in termini di comuni interessati il valore risulti nettamente inferiore, evidenziando, quindi, l'assenza principalmente delle predisposizioni tariffarie relative ai comuni di piccole-medie dimensioni.

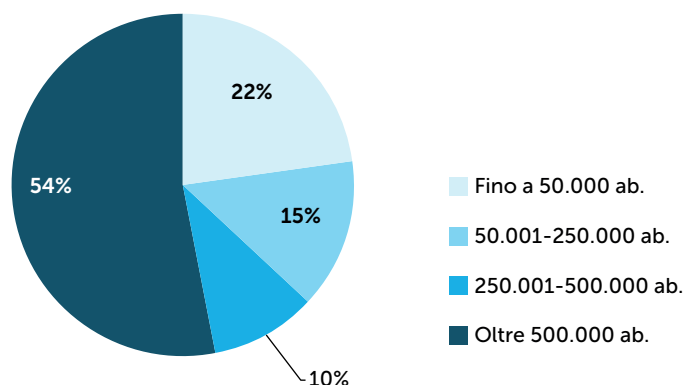
La trasmissione è stata effettuata da 2.598 ETC, 2.510 dei quali sono Comuni, mentre 88 sono rappresentati da enti sovracomunali, in particolare Enti di governo d'ambito e Unioni di Comuni¹⁶. Questi ultimi hanno presentato proposte tariffarie per 3.692 ambiti tariffari, relativi a 4.061 Comuni e 34,5 milioni di abitanti.

La successiva figura 6.13 illustra, con riferimento ai 54,5 milioni di popolazione interessata dalle proposte tariffarie trasmesse, le rilevanti differenze dimensionali degli ETC: i 39 Enti più grandi in termini di popolazione (ossia quelli

¹⁶ In diversi casi, le Unioni di comuni sono individuate come Enti di governo d'ambito.

che esercitano le proprie competenze in territori con oltre 250.000 abitanti) coprono il 64% della popolazione del campione. I restanti 2.559 riguardano, nel 96% dei casi, territori con meno di 50.000 abitanti e coprono complessivamente il 22% della popolazione del campione.

FIG. 6.13 Distribuzione degli ETC per classi dimensionali



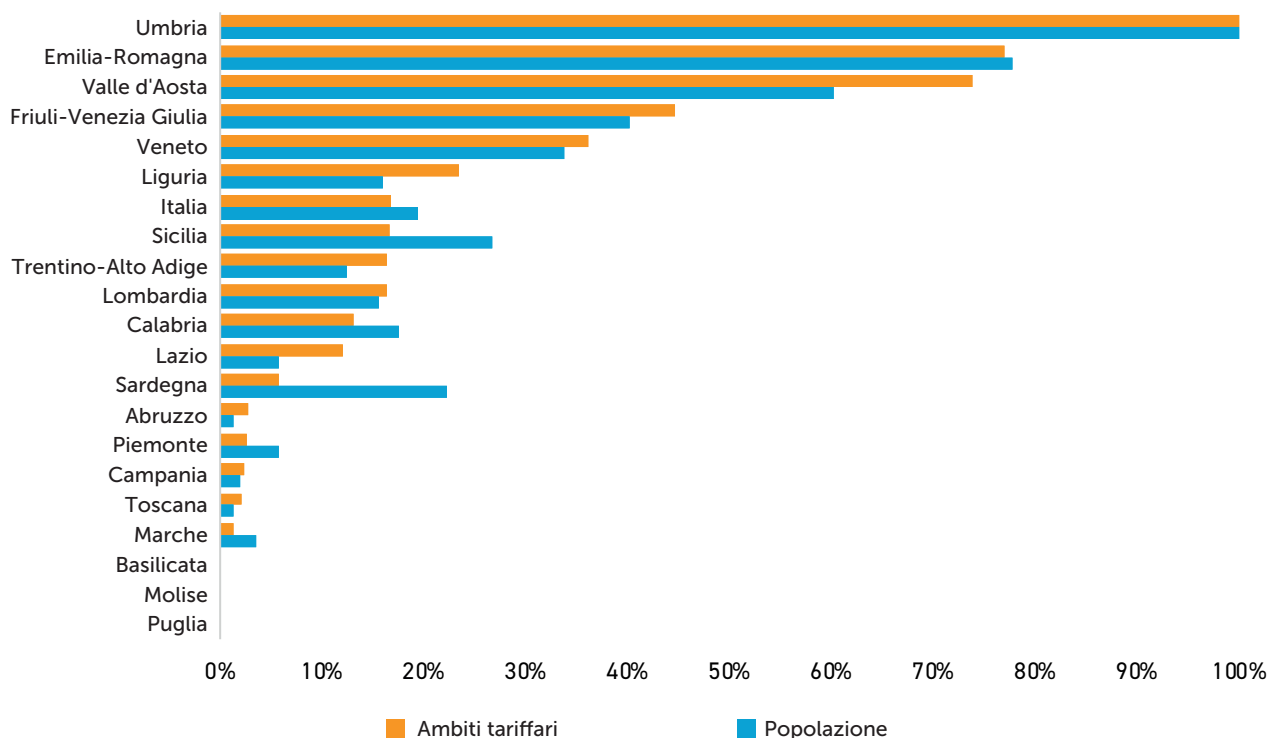
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Rispetto alle 6.202 proposte tariffarie 2022-2025 inviate, il 17% è stato oggetto di revisione infra-periodo, interessando una popolazione pari al 19% del totale campione.

Come evidenziato nella figura 6.14, il ricorso alla revisione infra-periodo di cui al comma 8.5 della delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif sembra avere interessato principalmente le regioni del Nord Italia.

Le regioni in cui oltre il 50% degli ambiti tariffari ha usufruito di tale disposizione¹⁷ sono l'Umbria (per l'intero territorio regionale), l'Emilia-Romagna e la Valle d'Aosta (per oltre il 70% degli ambiti), viceversa per le Regioni Basilicata, Puglia e Molise non risultano pervenute revisioni infra-periodo. Friuli-Venezia Giulia, Veneto e Liguria si collocano tra il 20% e il 45%, mentre le restanti Regioni si pongono al di sotto della media del 17%, anche se in termini di popolazione, le Regioni Sicilia e Sardegna registrano percentuali più elevate della media nazionale, segnalando, evidentemente, il ricorso a tale misura per comuni di dimensione maggiore.

¹⁷ "Al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare gli obiettivi indicati nel piano, gli organismi competenti di cui ai commi 7.1 e 7.2, con procedura partecipata dal gestore, in qualsiasi momento del secondo periodo regolatorio 2022-2025, possono presentare all'Autorità motivata istanza di revisione infra-periodo della predisposizione tariffaria trasmessa ai sensi del comma 7.5, come eventualmente aggiornata ai sensi del comma 8.2".

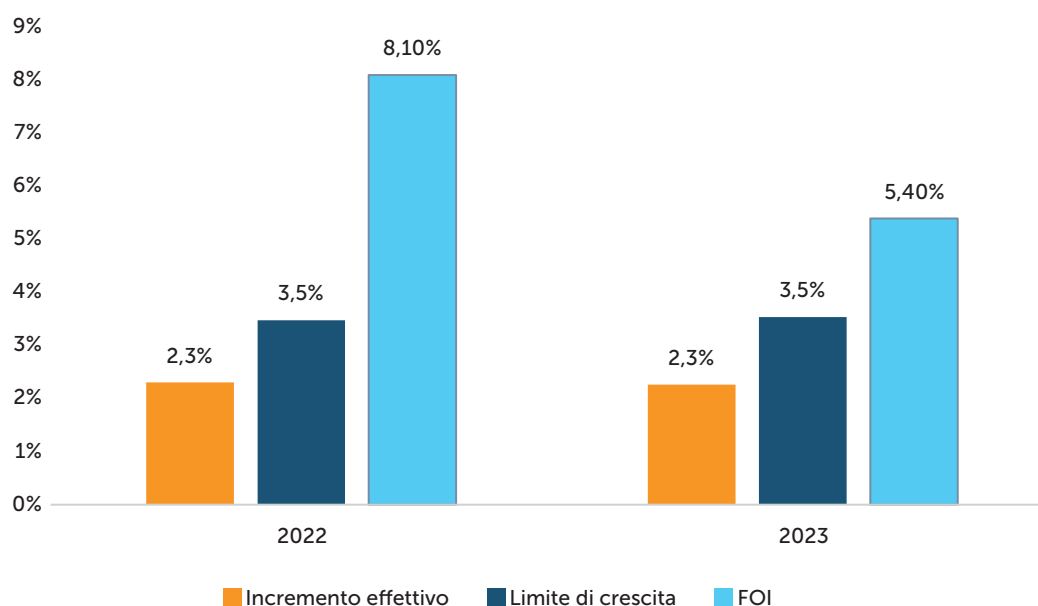
FIG. 6.14 Richieste revisioni infra-periodo per regione (% popolazione e ambiti tariffari interessati)

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nel prosieguo sono illustrate le analisi effettuate su 5.863¹⁸ predisposizioni tariffarie relative al quadriennio 2022-2025, in particolare con riferimento all'annualità 2023. Si precisa che i valori medi riportati nelle diverse analisi sono calcolati come medie ponderate, i cui pesi, per ciascun ambito tariffario, sono rappresentati dal relativo numero di abitanti.

Come emerge dalla figura 6.15, nel 2023 il limite di crescita medio determinato dagli ETC si attesta intorno al 3,6%, mentre la variazione effettiva delle entrate tariffarie risulta più contenuta e pari al 2,3%, in continuità con i valori del 2022. Mediamente il limite di crescita è stato rispettato e determinato in misura maggiore rispetto all'incremento effettivo.

¹⁸ I dati presentati di seguito si riferiscono a 5.863 predisposizioni tariffarie, rispetto alle 6.202 caricate sul portale *extranet* dedicato alla raccolta dati. Più precisamente, sono stati esclusi 339 ambiti tariffari caratterizzati o dall'indicazione sul portale di raccolta dati, da parte degli ETC interessati, di una probabile situazione di inattività complessivamente intesa di uno o più gestori, o per i quali sono state trasmesse informazioni incomplete e su formati non ufficiali.

FIG. 6.15 Variazione media annuale delle entrate e del limite di crescita¹⁹

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nell'annualità 2023, rispetto alla precedente edizione della *Relazione Annuale* in cui il limite di crescita si è attestato, mediamente, a circa il 3,3% e l'incremento effettivo delle entrate tariffarie all'1,5%, si registra un incremento contenuto sia del limite che delle entrate tariffarie. Tale differenza è dovuta principalmente alle revisioni infra-periodo che hanno avuto effetti proprio sull'annualità 2023 e all'ampliamento del campione analizzato.

Tenuto conto della forte spinta inflazionistica verificatasi nel corso del 2022 e proseguita nel 2023, e nonostante la necessità di alcuni territori di procedere alla revisione infra-periodo, gli incrementi delle entrate tariffarie a livello nazionale risultano comunque contenuti, per effetto di quanto disposto dall'MTR-2.

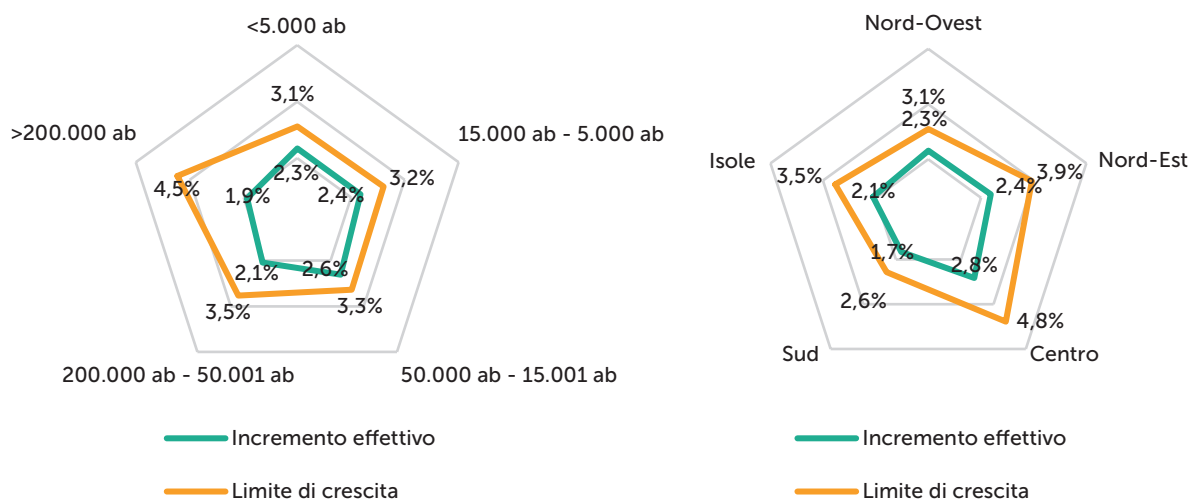
Anche se i costi effettivamente sostenuti nel 2022 e nel 2023 dalle gestioni avranno effetti a valere sull'aggiornamento biennale delle entrate tariffarie 2024 e 2025, le regole introdotte con la delibera 389/2023/R/rif hanno identificato meccanismi che assicurino, per un verso, la continuità del servizio e, per un altro, la sostenibilità dei corrispettivi all'utenza finale, indicando un incremento del limite di crescita pari a un massimo del 9,6% e la possibilità di rinviare anche alle annualità successive gli incrementi dei costi.

Analizzando i dati sotto il profilo dimensionale (primo grafico della figura 6.16), negli ambiti di maggiori dimensioni – oltre 200.000 abitanti – si riscontra un limite di crescita alle entrate tariffarie mediamente superiore al valore medio nazionale e pari al 4,5%, mentre il valore più contenuto si registra nei territori con meno di 5.000 abitanti, pari a circa il 3%. Osservando, invece, l'incremento annuale effettivo delle entrate tariffarie, i territori di maggiore dimensione registrano un incremento annuale molto al di sotto del limite di crescita e pari all'1,7%, mentre gli ambiti di medie dimensioni registrano incrementi oltre il 2%.

¹⁹ Il valore dell'indice di inflazione FOI riportato nella figura 6.15 è relativo agli anni solari 2022 e 2023. Si fa notare, per chiarezza, che i valori presi come riferimento dall'MTR-2 ai fini della rivalutazione dei costi per la predisposizione dei PEF 2024-2025 sono relativi a intervalli differenti dall'anno solare e, pertanto, differiscono in minima parte da quelli riportati nella figura.

A livello di macro-area (secondo grafico della figura 6.16), si osserva sia un limite di crescita sia un incremento effettivo delle entrate tariffarie maggiore nell'area Centro, pari rispettivamente al 4,8% e al 2,9%, mentre il valore più contenuto si rileva al Sud che registra un limite di crescita del 2,6% a fronte di un incremento effettivo delle entrate pari all'1,7%.

FIG. 6.16 Variazione media delle entrate tariffarie e del limite annuale di crescita nel 2023



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nella determinazione del limite di crescita delle entrate tariffarie, taluni ETC, secondo quanto previsto dall'MTR-2, hanno valorizzato i coefficienti QL e PG, connessi al potenziamento o miglioramento del servizio o all'ampliamento delle attività svolte, e anche il coefficiente C116, valorizzato in caso di potenziali ricadute sui costi del servizio legati all'attuazione delle disposizioni introdotte dal decreto legislativo n. 116/2020²⁰.

Nel primo biennio del periodo regolatorio, la metà degli ambiti tariffari si mantiene all'interno del primo quadrante degli schemi regolatori previsti dalla matrice regolatoria di cui al comma 4.3 dell'MTR-2, dove i coefficienti QL e PG sono posti pari allo 0%; in termini di popolazione la rappresentatività dello schema I della matrice regolatoria risulta pari al 40% del totale campione analizzato (Fig. 6.17).

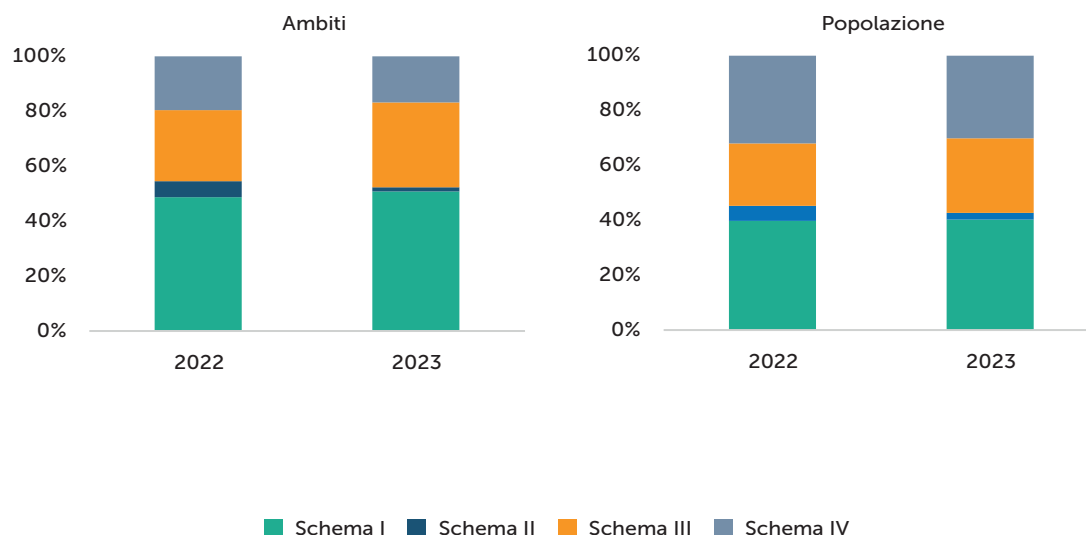
Rispetto al 2022, nel 2023 crescono gli ambiti tariffari presenti nel terzo quadrante della matrice degli schemi regolatori, che si caratterizza per la presenza di obiettivi di miglioramento e quindi per la valorizzazione del solo coefficiente QL, destinato a coprire, a partire dal 2022, anche i costi per l'adeguamento agli obblighi in termini di qualità del servizio disposti dal TQRIF.

Sebbene in termini di numerosità degli ambiti tariffari, il ricorso allo schema IV della matrice regolatoria si attesti intorno al 17%, in termini di popolazione si osserva come lo schema IV abbia un peso pari al 30%, sottintendendo,

²⁰ Si ricorda come il decreto in oggetto contenga norme che, da un lato, innovano la definizione di "rifiuti urbani", soprattutto con riferimento ai rifiuti prodotti dalle utenze non domestiche e, dall'altro, prevedono che gli utenti non domestici possano optare per il conferimento dei propri rifiuti al di fuori del servizio pubblico, "previa dimostrazione di averli avviati al recupero mediante attestazione rilasciata dal soggetto che effettua l'attività di recupero dei rifiuti stessi", divenendo pertanto "escluse dalla corresponsione della componente tariffaria rapportata alla quantità dei rifiuti conferiti" e che tale opzione possa essere esercitata per un periodo minimo di due anni (fatta salva la possibilità di riammissione – su richiesta – da parte del soggetto gestore del servizio pubblico prima di tale scadenza, si veda l'art. 238, comma 10, del decreto legislativo n. 152/2006).

dunque, che gli obiettivi di ampliamento di perimetro e di miglioramento delle caratteristiche del servizio siano stati previsti in ambiti di dimensione maggiore.

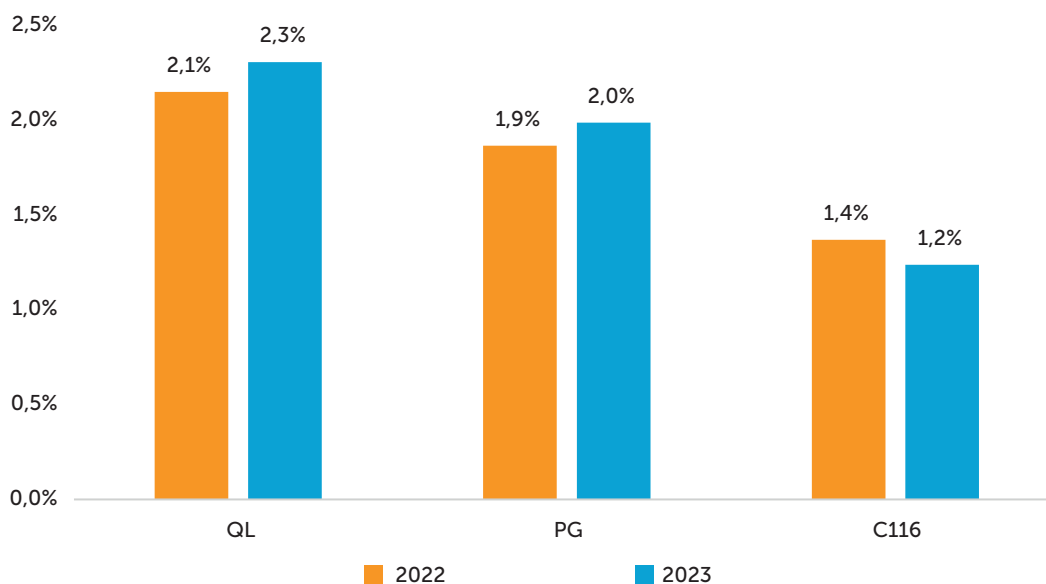
FIG. 6.17 Distribuzione degli ambiti tariffari e della relativa popolazione per schemi regolatori



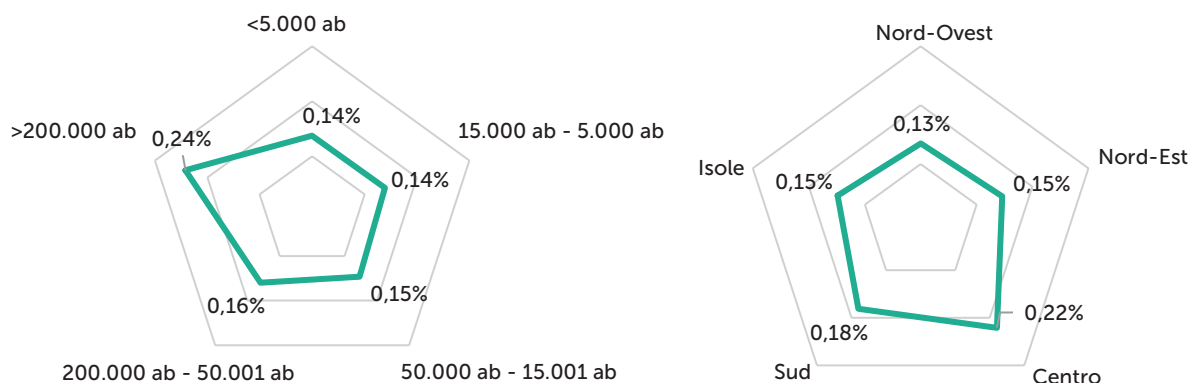
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Esaminando più nel dettaglio la valorizzazione dei coefficienti, si osserva come nel 2023 il 48% degli ambiti tariffari, corrispondente al 57% della popolazione (schema III e schema IV) abbia valorizzato il coefficiente QL per un valore mediamente pari al 2,3%, in leggero aumento rispetto al 2022. Il coefficiente PG invece è stato valorizzato nel 19% degli ambiti (ricadenti negli schemi II e IV), in decremento rispetto al 26% degli ambiti che lo hanno valorizzato per l'annualità 2022, e ha interessato il 33% della popolazione, attestandosi mediamente intorno al 2%²¹ (Fig. 6.18). Meno frequente è stato il ricorso al coefficiente C116, valorizzato nel 5% dei casi nel 2022 e nel 3% nell'annualità 2023, per valori medi che oscillano tra l'1,2% e l'1,4%.

²¹ I valori medi dei coefficienti sono calcolati limitatamente al campione di predisposizioni tariffarie che li ha valorizzati, escludendo gli ambiti che li hanno posti pari allo 0%.

FIG. 6.18 Valori medi dei coefficienti per il limite alla crescita


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

FIG. 6.19 Valori medi coefficiente di recupero di produttività relativi al 2023


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

A completamento dell'analisi relativa alla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, si osserva come il valore medio assunto dal coefficiente X_a , determinato in esito al confronto tra il costo unitario effettivo di ciascun ambito tariffario e il *benchmark* di riferimento, nonché alla valutazione dei risultati raggiunti in termini di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, si mantenga in tutte le annualità del periodo regolatorio 2022-2025 prossimo allo 0,2%, ossia più vicino all'estremo inferiore dell'intervallo (0,1%-0,5%) fissato dall'Autorità.

A livello dimensionale, il coefficiente risulta più elevato negli ambiti di maggiori dimensioni, pari allo 0,24%, mentre in termini di macro-area, il Centro registra mediamente il valore superiore (0,22%), seguito dal Sud con lo 0,18% (Fig. 6.19).

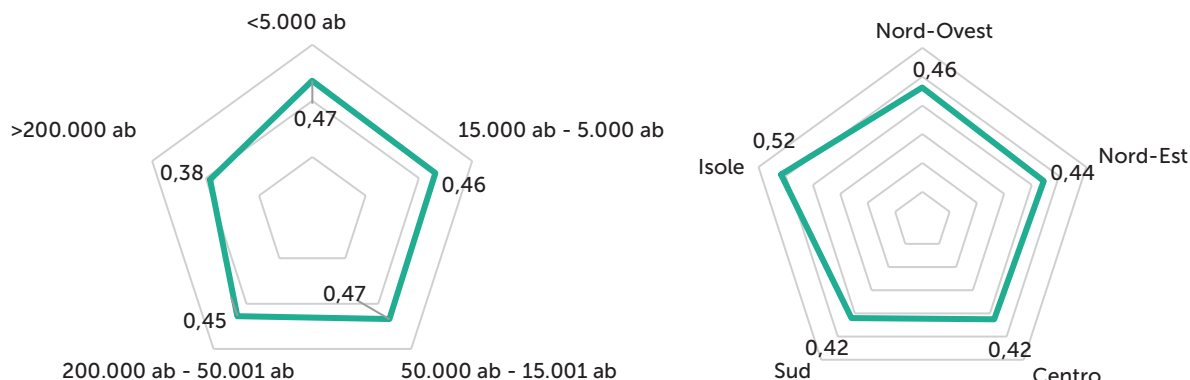
A fronte dell'impiego dei coefficienti che riflettono obiettivi specifici di miglioramento o potenziamento del servizio, le componenti previsionali di costo operativo "incentivanti" ($Col_{TV,a}^{exp}$ e $Col_{TF,a}^{exp}$) sono state previste per il 18% degli ambiti con riferimento al 2023. Risulta più consistente il ricorso alle componenti previsionali destinate alla copertura dei costi aggiuntivi finalizzati all'adeguamento al TQRIF ($CQ_{TV,a}^{exp}$ e $CQ_{TF,a}^{exp}$), impiegate nel 37% dei casi, mentre appare molto meno frequente la valorizzazione delle componenti di anticipazione dei maggiori o minori costi legati all'attuazione del decreto legislativo n. 116/2020, alle quali hanno fatto ricorso solo il 2% degli ambiti tariffari. Come si osserverà nella figura 6.23, nonostante il ricorso alla valorizzazione della componente CQ sia frequente, il relativo peso rispetto al totale dei costi coperti dal calcolo tariffario resta piuttosto contenuto (sotto l'1% del totale).

In relazione ai fattori di *sharing* per il sostegno ai processi di investimento per la *circular economy*, i valori assunti dal parametro ω_a riflettono la prevalenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori del servizio integrato (in media il coefficiente $1+\gamma$ risulta pari allo 0,73): nel 2023 il parametro assume un valore pari a 0,1 per circa il 65% degli ambiti tariffari, pari a 0,2 o 0,3 per circa il 19% degli stessi e pari a 0,4 per gli ambiti residui (16%). Il valore medio si attesta intorno allo 0,19, più vicino all'estremo inferiore dell'intervallo (0,1;0,4) individuato dall'Autorità. In termini dimensionali, sono gli ambiti di maggiori dimensioni ad aver fissato un più alto e pari allo 0,27, mentre in termini di macro-area, le Regioni del Nord presentano mediamente valori al di sotto dello 0,16, mentre Centro, Sud e Isole si collocano oltre il valore di 0,2 (Fig. 6.20).

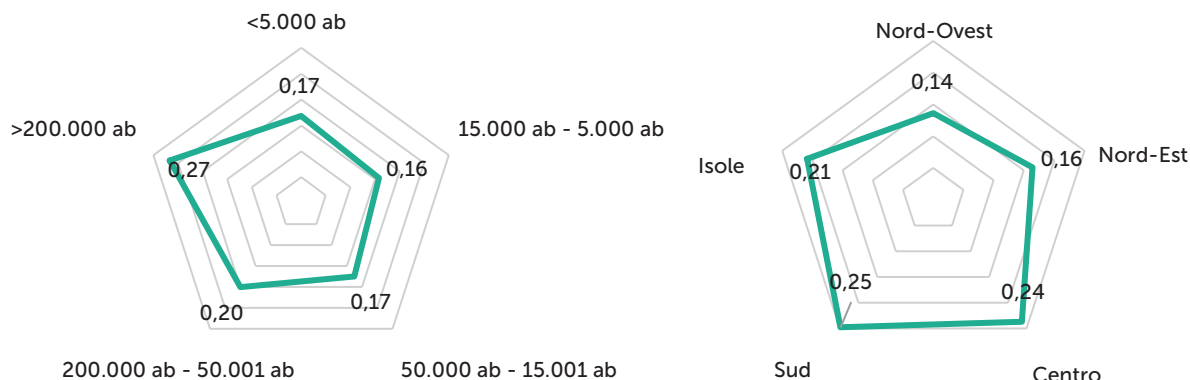
Il fattore di *sharing* b_a è stato valorizzato nel 50% dei casi nell'intervallo (0,5; 0,6), pur in presenza di valutazioni positive della qualità ambientale dei servizi offerti dai gestori in circa l'88% del campione segnalando, evidentemente, un'esigenza di valorizzazione del fattore di *sharing* a tutela dell'utenza, mentre nel rimanente 12% dei casi riflette, effettivamente, un giudizio negativo sulle prestazioni ambientali dei gestori. Per la restante metà degli ambiti tariffari, il 39% risulta aver individuato un valore di b_a tra (0,3; 0,4), mentre il 12% un valore compreso nell'intervallo (0,4; 0,5).

Mediamente b_a assume valori pari allo 0,45, più sbilanciato verso l'estremo superiore dell'intervallo individuato dall'Autorità (0,3; 0,6)²²; tale valore scende intorno allo 0,38 per gli ambiti di dimensione maggiore (oltre 200.000 abitanti), mentre in termini di macro-area, nelle Isole si registra il dato medio più elevato: 0,52 (Fig. 6.21).

22 Ai fini dell'analisi, a fronte dell'intervallo (0,3; 0,6) fissato dall'MTR-2, sono considerati premianti i valori compresi nell'intervallo (0,3; 0,4), intermedi i valori compresi nell'intervallo (0,4; 0,5) e penalizzanti o a tutela dell'utenza i valori compresi nell'intervallo (0,5; 0,6).

FIG. 6.20 Valori medi del parametro ω nel 2023


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

FIG. 6.21 Valori medi del fattore di sharing b nel biennio 2023


Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Per l'annualità 2023 complessivamente si è registrato un ammontare di costi sottesi alle entrate tariffarie pari a circa 11,4 miliardi di euro²³, da cui deriva un totale entrate tariffarie validate pari a 10,8 miliardi di euro²⁴.

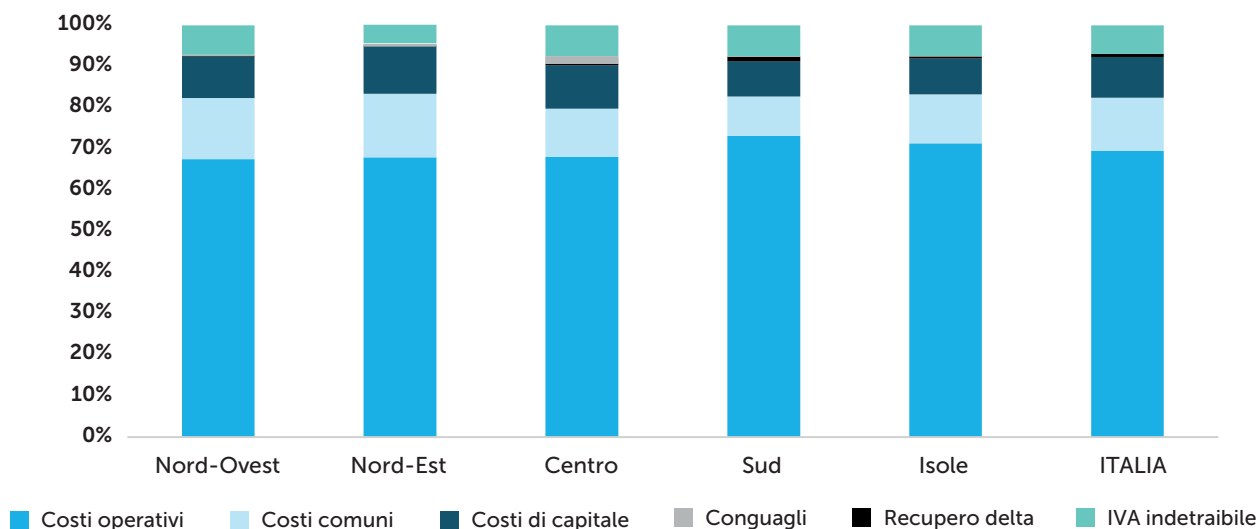
L'analisi dei piani economico-finanziari evidenzia un peso preponderante dei costi operativi di gestione e dei costi comuni che rappresentano circa l'80% dei costi complessivi, mentre i costi di capitale valgono quasi il 10%. La quota restante è costituita prevalentemente dall'IVA indetraibile a carico degli utenti finali, essendo molto contenuto, a livello aggregato, il peso dei conguagli e degli importi eccedenti il limite oggetto di rimodulazione tra le annualità del periodo regolatorio.

²³ Si tratta dei costi determinati su base storica (a partire dalle scritture contabili obbligatorie) secondo quanto previsto dall'art. 7 dell'MTR-2, a cui si sommano i costi determinati su base previsionale per le specifiche finalità e obiettivi previsti dall'MTR-2, validati dagli ETC. Il valore indicato è espresso già al netto delle detrazioni corrispondenti alla facoltà, in capo agli ETC, di validare importi inferiori rispetto a quelli risultanti dalla somma dei costi da fonti contabili obbligatorie, di cui al comma 4.6 della delibera 363/2021/R/rif. Per il complesso delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi, tali detrazioni valgono, con riferimento al 2023, circa 311 milioni di euro. Viceversa, non sono considerati, ossia sottratti ai suddetti costi, i ricavi derivanti dalla vendita di materiale ed energia e i costi eccedenti il limite di crescita non articolati all'utenza.

²⁴ Il valore si riferisce al totale entrate effettivamente validate dagli ETC e quindi totale costi al netto delle detrazioni 4-6, dell'applicazione dei meccanismi di *sharing* sui ricavi AR e ARsc e dei costi eccedenti il limite non validati.

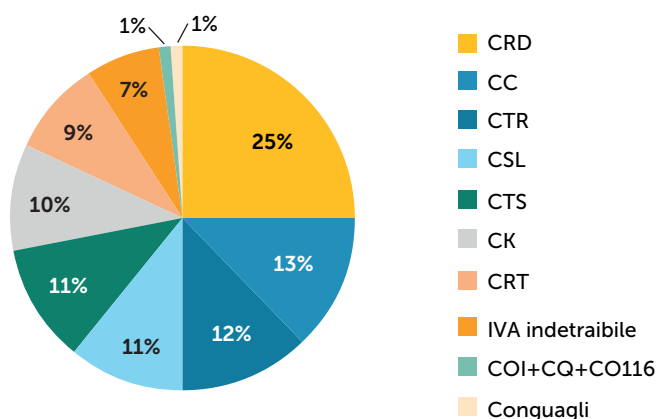
In termini di macro-area non emergono particolari differenze nel peso delle categorie di costo, si può tuttavia osservare una maggiore incidenza dei costi operativi per il Sud e le Isole, mentre un peso superiore per costi comuni e costi di capitale per le aree del Nord e del Centro, dove effettivamente è maggiore la presenza di gestori integrati e quindi di costi di capitale; nel Nord-Est, il peso contenuto dell'IVA indetraibile deriva dalla forte presenza di ambiti tariffari in cui vige il regime di tariffa corrispettiva (Fig. 6.22).

FIG. 6.22 *Composizione media dei costi PEF nel 2023 (%)*



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

FIG. 6.23 *Composizione media dei costi di gestione nel 2023 (%) – dettaglio per componente*



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

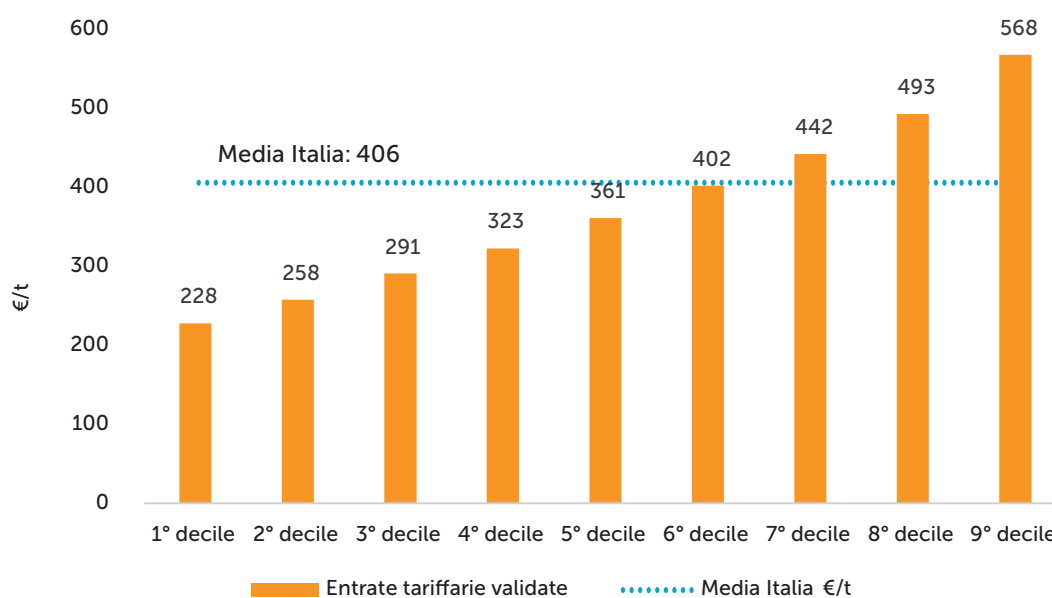
La figura 6.23 mostra più nel dettaglio la composizione delle entrate tariffarie in base alle diverse componenti di costo: la quota di oneri attribuibile alla componente CRD_a risulta la più significativa, con un peso medio pari al 25% del totale dei costi. Le componenti CTR_a e CTS_a, considerate congiuntamente, raggiungono una quota di poco inferiore (23%), il CRT_a vale il 9%; in riferimento alle componenti delle "entrate tariffarie fisse", i costi comuni

(CC_{ar} , inclusivi dei costi di gestione della tariffa) e i costi operativi dello spazzamento (CSL_{ar}) hanno un'incidenza pari rispettivamente al 13% e all'11%, oltre ai già richiamati costi di capitale che si attestano intorno al 10%. Infine, come già accennato, le componenti di costo previsionale, così come quelle di conguaglio pesano, in media, l'1% circa. Tali percentuali si mantengono stabili rispetto all'annualità 2022.

Complessivamente, le entrate tariffarie validate dai singoli ETC nel 2023 sono risultate pari a 10,8 miliardi di euro²⁵, registrando un valore medio unitario in termini di tonnellate pari a circa 406 €/t²⁶.

Il grafico in figura 6.24, che riporta la distribuzione delle predisposizioni tariffarie oggetto di analisi in termini di entrate tariffarie per tonnellata, evidenzia una significativa eterogeneità dei costi del servizio: l'80% delle predisposizioni tariffarie ricade nell'ampio intervallo compreso tra 228 €/t di rifiuto prodotto e 568 €/t. Inoltre, per le predisposizioni che ricadono al di fuori dell'intervallo appena descritto, si osservano valori delle entrate che si discostano, in taluni casi, in misura significativa dai suddetti valori-limite. Nel 50% dei casi il valore risulta pari a 361 €/t al di sotto del valore medio nazionale, che si attesta intorno ai 406 €/t.

FIG. 6.24 Distribuzione delle proposte tariffarie per livello delle entrate tariffarie relative al 2023



Fonte: ARERA, elaborazione sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Nella figura 6.25, per ciascuna macro-area è illustrata la composizione media delle entrate tariffarie validate dagli ETC per l'annualità 2023 ed espressa in termini unitari, ovvero per tonnellate di rifiuti urbani prodotti. A livello nazionale, le entrate tariffarie si attestano intorno ai 406 €/t, valori inferiori si registrano nel Nord-Ovest (357 €/t) e nel Nord-Est (320 €/t), mentre le restanti aree registrano costi unitari nettamente sopra il valore medio e pari a 451 €/t per il Centro, 470 €/t per il Sud e 485 €/t per le Isole.

²⁵ Il valore si riferisce al totale delle entrate effettivamente validate dagli ETC e quindi al totale dei costi al netto delle detrazioni 4.6, dell'applicazione dei meccanismi di *sharing* sui ricavi AR e ARSc e dei costi eccedenti il limite non validati.

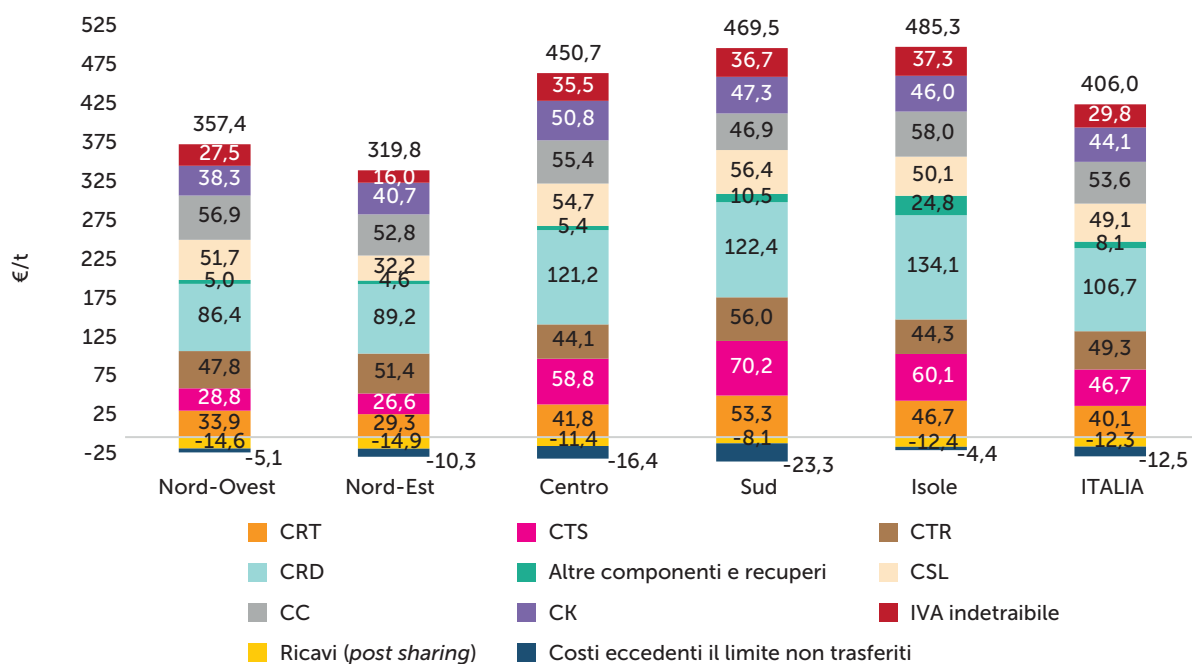
²⁶ Ai fini delle analisi sono state considerate le tonnellate di rifiuti urbani prodotte nel 2021 da ciascun ambito tariffario. Il dato medio unitario risulta in linea con il valore del 2022 riportato nella *Relazione Annuale 2022*, nonostante l'incremento annuale dei costi sia stato del 2% (come presentato in figura 6.15): ciò è principalmente riconducibile a un incremento dei quantitativi prodotti nel 2021 più che proporzionale a quello dei costi riferiti alla medesima annualità.

Dal confronto tra le singole componenti di costo, emerge come nelle aree centrali e meridionali, rispetto alle aree settentrionali, i costi relativi alle attività di raccolta, in particolare quella differenziata, e alle attività di avvio a smaltimento siano maggiori.

Oltre alle singole componenti di costo che determinano le entrate tariffarie, la figura 6.25 evidenzia i ricavi da recupero di materia e/o di energia che, tramite i meccanismi di *sharing* previsti dall'MTR-2, vengono scomputati dall'ammontare totale dei costi, nonché la quota di costo che, eccedendo il limite di crescita, non viene trasferita sugli utenti.

In relazione ai ricavi da recupero di materia e/o di energia, si osservano valori unitari maggiori per le aree del Nord, 15 €/t, rispetto al Centro e Sud, dove i valori unitari oscillano tra gli 8 €/t e i 12 €/t. Tali differenze possono essere in parte riconducibili anche al diverso livello di *performance* raggiunto in termini di raccolta differenziata e di percentuali di avvio a recupero: il coefficiente (1+y) risulta infatti mediamente pari a 0,80 per il Nord-Ovest, 0,78 per il Nord-Est, 0,69 per il Centro, 0,63 per il Sud e 0,73 per le Isole.

FIG. 6.25 Entrate tariffarie medie unitarie 2023 per macro-area – dettaglio per componente



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative al periodo 2022-2025.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

Come richiamato nell'introduzione di questo capitolo, nel corso del 2023 sono proseguite le attività di istruttoria e approvazione delle predisposizioni tariffarie relative al periodo regolatorio 2022-2025, nonché al periodo 2020

e 2021: la tavola 6.1 descrive lo stato delle approvazioni delle predisposizioni relative a ciascuna annualità dei primi due periodi regolatori²⁷.

Per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione del piano economico-finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a 17,5 milioni di abitanti (30% della popolazione nazionale); il corrispondente dato per il 2021 è di 16 milioni di abitanti (27% della popolazione nazionale); infine, 12,2 milioni di abitanti sono stati interessati dall'approvazione dei Piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio (circa il 20% della popolazione nazionale).

Il numero di ambiti tariffari è pari a 443 per il 2020, corrispondenti a un totale complessivo di 608 Comuni, nel 2021 risultano approvati 344 ambiti tariffari corrispondenti a 538 Comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono 133 per un totale di 328 Comuni.

La variazione su base annuale delle entrate tariffarie per le predisposizioni approvate dall'Autorità è pari a circa l'1,31% per il 2020 e l'1,66% per il 2021, mentre con riferimento al quadriennio 2022-2025, per il 2022 è pari al -0,002% (tale valore risente notevolmente di un decremento registrato in un ambito di grande dimensione; il dato medio relativo al complesso delle predisposizioni trasmesse – si veda la figura 6.14 – indica una crescita delle entrate tariffarie pari a circa il 2% per il 2022), nel 2023 pari all'1,39%, e, infine, per il 2024 e il 2025, annualità per le quali è previsto l'aggiornamento tariffario biennale, i valori sono rispettivamente dell'1,02% e dello 0,77%²⁸.

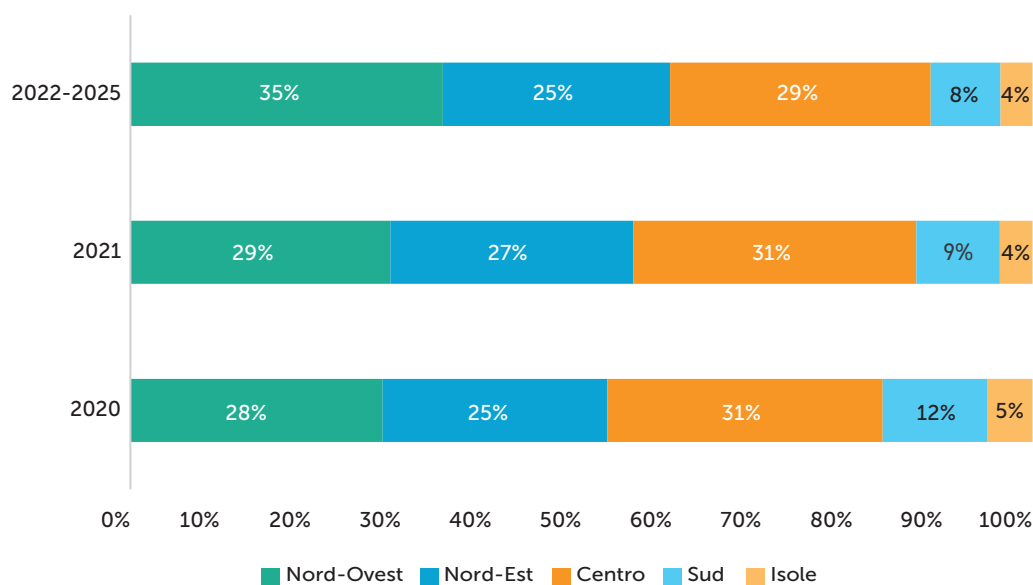
TAV. 6.1 *Popolazione, ambiti e soggetti interessati dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'Autorità*

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (MILIONI DI ABITANTI)	NUMERO COMUNI SERVITI	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE
2020	90	443	493	17,5	608	1,31%
2021	68	344	396	16,0	538	1,64%
2022	57	133	175	12,2	328	-0,002%
2023	57	133	173	12,2	328	1,39%
2024	57	133	172	12,2	328	1,02%
2025	57	133	172	12,2	328	0,77%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative alle annualità dal 2020 al 2025.

²⁷ I dati e le approvazioni tariffarie relativi sia al primo periodo regolatorio che al secondo sono aggiornati al 21 maggio 2024.

²⁸ I dati rappresentati nella tavola 6.2 sono dati medi delle variazioni delle entrate tariffarie, ponderate per la popolazione residente in ciascun ambito tariffario.

FIG. 6.26 Distribuzione geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni dal 2020 al 2025.

Come si osserva dal grafico riportato in figura 6.26, le approvazioni delle predisposizioni tariffarie riguardano, in termini di abitanti, prevalentemente gli ambiti delle macro-aree settentrionali e centrali (dove risiede il 66% della popolazione nazionale), mentre la popolazione interessata dalle medesime scende mediamente al di sotto del 15% nelle aree meridionali.

Le entrate tariffarie approvate dall’Autorità mostrano una forte variabilità dei costi sottesi all’erogazione del servizio, riflettendo quanto già evidenziato nel grafico esposto in figura 6.24 che, si ricorda, riguarda l’insieme più ampio delle proposte tariffarie inviate all’Autorità.

L’eterogeneità dei costi del servizio è correlabile a una molteplicità di fattori che singolarmente e congiuntamente ne influenzano il valore; tra tali fattori, a titolo esemplificativo e non esaustivo, si possono citare l’assetto urbanistico dell’ambito tariffario, la morfologia territoriale, la dimensione, oltre agli aspetti più settoriali, quali le modalità e caratteristiche di erogazione del servizio e l’accessibilità agli impianti di trattamento.

Le tavole 6.2, 6.3, 6.4 e 6.5, con riferimento rispettivamente alle predisposizioni tariffarie approvate dall’Autorità per le annualità 2020, 2021, 2022 e 2023, illustrano i dati medi delle entrate tariffarie *pro capite* e delle relative variazioni annuali²⁹ secondo la dimensione dell’ambito tariffario espressa in termini di abitanti.

²⁹ Ancora una volta, si tratta di medie ponderate per la popolazione di ciascun ambito tariffario.

TAV. 6.2 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2020, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	NUMERO AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	186	353.183	195,3	1,8%
5.001-15.000 ab.	117	1.049.761	168,7	1,0%
15.001-50.000 ab.	59	1.788.720	190,5	1,5%
50.001-200.000 ab.	68	5.985.819	213,7	0,8%
Oltre 200.000 ab.	13	8.355.979	248,4	1,7%
Totale complessivo	443	17.533.462	224,8	1,31%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2020.

TAV. 6.3 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2021, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	NUMERO AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	155	296.461	204,1	1,4%
5.001-15.000 ab.	67	602.887	194,2	1,5%
15.001-50.000 ab.	47	1.464.505	193,0	1,9%
50.001-200.000 ab.	62	5.392.331	210,9	1,3%
Oltre 200.000 ab.	13	8.299.841	247,4	1,8%
Totale complessivo	344	16.056.025	227,4	1,64%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2021.

TAV. 6.4 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2022, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	NUMERO AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	43	68.418	168	2%
5.001-15.000 ab.	13	125.988	175	2%
15.001-50.000 ab.	26	874.693	182	3%
50.001-200.000 ab.	39	3.099.399	200	2%
Oltre 200.000 ab.	12	8.041.810	244	-1,2%
Totale complessivo	133	12.210.308	227	-0,002%(A)

(A) Il dato risente di un decremento registrato in un ambito tariffario di grandi dimensioni.

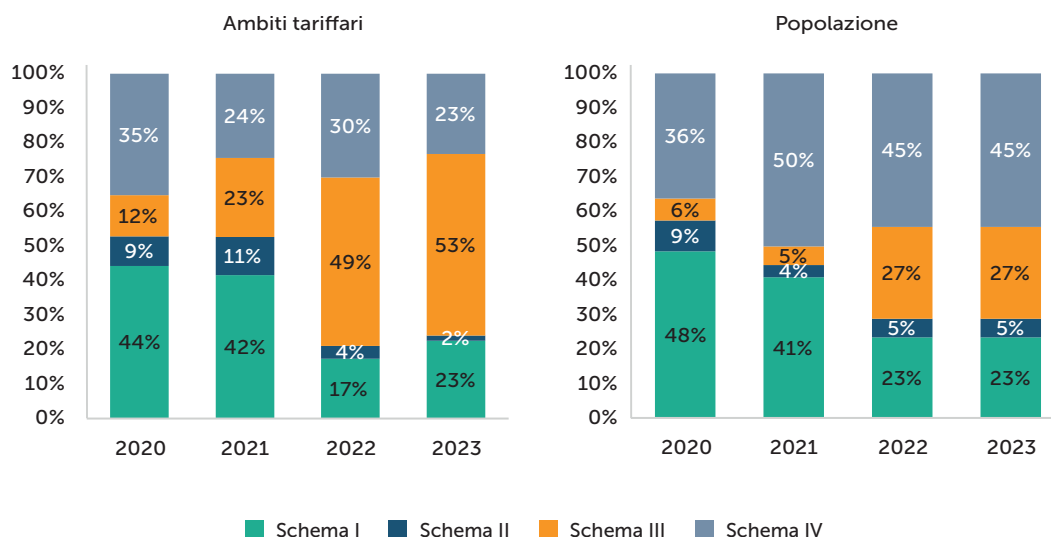
Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2022.

TAV. 6.5 Predisposizioni tariffarie, riferite al 2023, approvate dall'Autorità per dimensione degli ambiti tariffari

CLASSE POPOLAZIONE	NUMERO AMBITI TARIFFARI	POPOLAZIONE INTERESSATA (ABITANTI, ANNO 2020)	MEDIA ENTRATE TARIFFARIE PRO CAPITE (€/AB.)	VARIAZIONE MEDIA ANNUALE DELLE ENTRATE TARIFFARIE (%)
Fino a 5.000 ab.	43	68.418	171,2	1,6%
5.001-15.000 ab.	13	125.988	175,1	-0,3%
15.001-50.000 ab.	26	874.693	186,6	2,6%
50.001-200.000 ab.	39	3.099.399	203,7	1,8%
Oltre 200.000 ab.	12	8.041.810	246,3	1,1%
Totale complessivo	133	12.210.308	230,0	1,39%

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative all'anno 2023.

Con riferimento ai coefficienti relativi a obiettivi specifici di miglioramento della qualità e di ampliamento del perimetro gestionale, che impattano sulla determinazione del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, il grafico in figura 6.27 descrive il posizionamento nella matrice di cui al comma 4.3 dell'MTR-2 delle gestioni finora oggetto di approvazione, sia in termini di ambiti tariffari sia in termini di popolazione specificatamente per le annualità 2020, 2021, 2022 e 2023.

FIG. 6.27 Schemi regolatori selezionati dagli Enti territorialmente competenti (predisposizioni approvate dall'Autorità)

Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021 e al biennio 2022-2023.

Dalla lettura combinata dei due grafici emerge, in particolare, rispetto alla *Relazione Annuale 2022*, un aumento nelle annualità 2022 e 2023 degli ambiti, prevalentemente di dimensione maggiore, che si collocano negli schemi III e IV della matrice regolatoria, evidenziando, dunque, un incremento dei casi in cui sono stati individuati obiettivi di miglioramento delle prestazioni erogate e di ampliamento dei servizi resi; in particolare, per gli ambiti

che si collocano nello schema III della matrice, gli obiettivi sottesi alla valorizzazione del coefficiente QL sono risultati connessi principalmente all'implementazione del TQRIF³⁰:

- si collocano nello schema I – in quanto l'ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro gestionale né di qualità delle prestazioni – il 37% dei 443 ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria 2020, il 42% dei 344 ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione 2021 e, rispettivamente, il 17% e 23% dei 133 ambiti per cui è stata approvata la proposta relativa alle annualità 2022 e 2023; per i menzionati gruppi di ambiti tariffari è stata approvata una variazione tariffaria media annua pari allo 0,01% per l'annualità 2020, all'1,6% per l'annualità 2021 e allo 0,28% e 0,31% rispettivamente per le annualità 2022 e 2023³¹;
- si collocano nello schema II – in quanto l'ETC ha fissato obiettivi di variazione del perimetro gestionale, mentre non ha individuato alcun obiettivo di miglioramento della qualità del servizio – il 9% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria del 2020, l'11% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria 2021, mentre per le annualità 2022 e 2023 si collocano in tale quadrante rispettivamente il 4% e il 2% degli ambiti interessati dall'approvazione dell'Autorità; nonostante la valorizzazione del coefficiente PG, la variazione media delle entrate tariffarie risulta comunque contenuta e pari all'1,65% nel 2020, 1,21% nel 2021, 1,06% nel 2022 e 1,7% nel 2023;
- si collocano nello schema III – in quanto l'ETC non ha individuato alcuna variazione di perimetro, ma ha previsto il miglioramento della qualità delle prestazioni rispetto a quanto realizzato in passato – il 12% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria del 2020, il 23% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria del 2021, mentre per le annualità 2022 e 2023 si collocano in tale quadrante rispettivamente il 49% e 53% degli ambiti interessati dall'approvazione dell'Autorità; anche in tali casi, seppur in presenza di obiettivi di miglioramento delle prestazioni erogate, la variazione media delle entrate tariffarie risulta contenuta e al di sotto dei limiti di crescita: 2% nel 2020, 3,5% nel 2021, 0,57% nel 2022 e 1,38% nel 2023;
- si collocano, infine, nello schema IV – in quanto l'ETC ha fissato sia obiettivi specifici di variazione del perimetro gestionale, sia target di miglioramento dei livelli di qualità – il 42% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria del 2020, il 24% degli ambiti tariffari per cui è stata approvata la predisposizione tariffaria 2021, mentre per le annualità 2022 e 2023 si collocano in tale quadrante rispettivamente il 30% e 23% degli ambiti interessati dall'approvazione dell'Autorità; anche in tali casi, seppur in presenza di obiettivi di miglioramento delle prestazioni erogate, la variazione media delle entrate tariffarie risulta nei limiti di crescita e pari al 2,6% nel 2020, 1,5% nel 2021, -0,62%³² nel 2022 e 1,63% nel 2023.

Con riferimento ai costi operativi incentivanti $Co_{TV,a}^{exp}$ e $Co_{TF,a}^{exp}$ ³³, l'Autorità ne ha riscontrato la valorizzazione, nel Piano economico-finanziario 2020 per 103 predisposizioni sulle 443 approvate (23%) e nel Piano economico-finanziario 2021 per 90 predisposizioni sulle 344 approvate (26%); nelle prime due annualità del secondo periodo regolatorio 2022 e 2023 il ricorso alla valorizzazione della componente tariffaria Co_a^{exp} scende rispettivamente al 17% e 13% dei casi, tuttavia si segnala un maggior ricorso alle ulteriori componenti previsionali introdotte dall'MTR-2, ovvero le componenti $CQ_{TV,a}^{exp}$ e $CQ_{TF,a}^{exp}$ valorizzate nel 20% e 23% degli ambiti rispetto alle 133 predisposizioni tariffarie 2022-2025 approvate.

30 Si ricorda che, per le annualità 2020 e 2021, oltre alla valorizzazione dei coefficienti QL e PG, è stato possibile ricorrere a ulteriori coefficienti per la determinazione del limite alla crescita previsti dall'MTR per il primo periodo regolatorio, vale a dire $C19_{2020}$ e $C19_{2021}$, legati ai maggiori costi determinati dall'emergenza pandemica, mentre dal 2022 gli ETC, nei limiti di crescita previsti dall'MTR-2, hanno potuto eventualmente valorizzare anche la componente $C116$, introdotta proprio a partire dal nuovo periodo regolatorio.

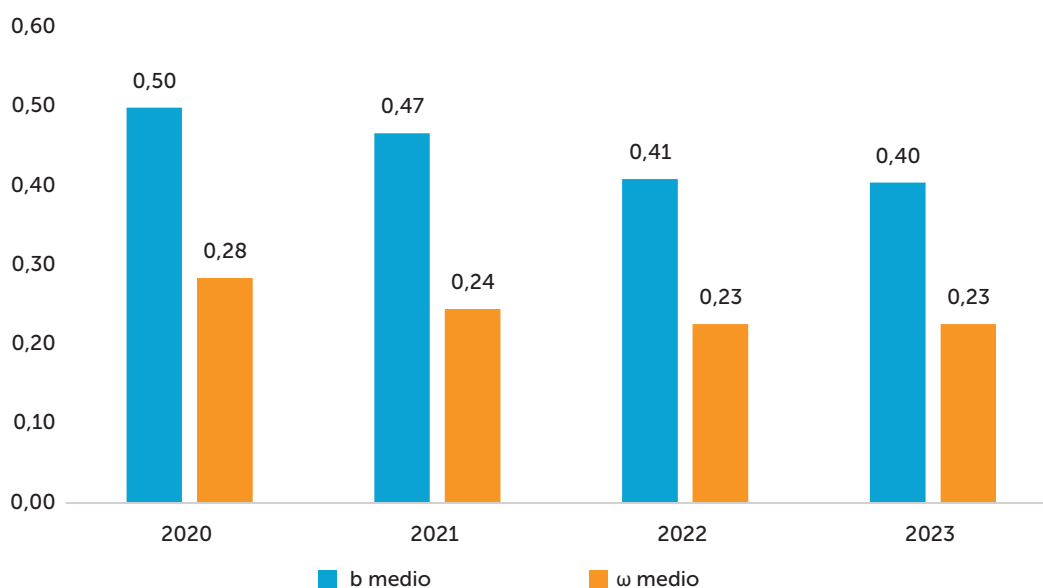
31 Nello schema I sono stati ricompresi anche gli ambiti tariffari relativi a casi di inerzia del gestore, per i quali l'ETC ha attivato i meccanismi di garanzia (si veda il comma 9.3 dell'MTR-2).

32 Il dato risente di un decremento registrato in un ambito tariffario di grandi dimensioni.

33 Si ricorda che $Co_{TV,a}^{exp}$ e $Co_{TF,a}^{exp}$ sono componenti di natura previsionale destinate alla copertura degli oneri variabili e fissi attesi per il conseguimento di target specifici di miglioramento dei livelli di qualità e/o alle modifiche del perimetro gestionale.

Se le leve decisionali relative ai fattori di *sharing* dei proventi, b_a e ω_a sono state impiegate, con riferimento al 2020 e al 2021, prevalentemente per contenere le entrate tariffarie a tutela dell'utenza (anche, evidentemente, in presenza di valutazioni positive sulla qualità ambientale delle prestazioni delle gestioni), registrando valori medi più prossimi agli estremi superiori degli intervalli fissati dall'Autorità, in particolare per il fattore b_a , nel primo biennio del secondo periodo regolatorio, la necessaria coerenza tra prestazioni e quantificazione dei parametri incentivanti, prevista dall'MTR-2 in particolare per il parametro ω_a , ha determinato uno spostamento dei valori medi tendenzialmente prossimi ai valori mediani degli intervalli fissati dall'Autorità.

FIG. 6.28 Valori medi b e ω (predisposizioni approvate dall'Autorità)



Fonte: ARERA, elaborazioni sulle predisposizioni tariffarie relative agli anni 2020 e 2021 e al biennio 2022-2023.

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore



arera.it



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE
ANNUALE

**ATTIVITÀ
SVOLTA**

2023

VOLUME 2



ARERA

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente



RELAZIONE
ANNUALE

**ATTIVITÀ
SVOLTA**

2023

VOLUME 2

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Stefano Besseghini	<i>Presidente</i>
Gianni Castelli	<i>Componente</i>
Andrea Guerrini	<i>Componente</i>
Clara Poletti	<i>Componente</i>
Stefano Saglia	<i>Componente</i>

Volume 2 - Indice

Capitolo 1

Quadro normativo • Intersettoriale

pag. 15

Evoluzione della legislazione europea

» 16

- Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

» 16

- Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

» 20

Evoluzione della legislazione italiana

» 24

Capitolo 2

Rapporti istituzionali e accountability • Intersettoriale

» 47

Coordinamento internazionale

» 48

- Attività europee nei settori dell'energia

» 48

- Attività europee nei settori dell'ambiente

» 50

- Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

» 53

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali

» 58

- Segnalazioni

» 58

- Audizioni presso il Parlamento

» 60

- Pareri e proposte al Governo

» 83

- Rapporti con altre istituzioni ed enti

» 86

Accountability, trasparenza e anticorruzione

» 90

Quadro strategico 2022-2025

» 93

Capitolo 3

Regolazione nel settore dell'energia elettrica • Settoriale

» 97

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

» 98

- Servizio di dispacciamento

» 98

- Servizio di trasporto, distribuzione e misura

» 107

- Piani di investimento per distribuzione e misura

» 112

- Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

» 114

- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

» 126

- Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

» 126

- Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

» 134

- Oneri generali di sistema per il settore elettrico

» 143

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

» 155

Tutela dell'ambiente e innovazione

» 158

- Iniziative a sostegno della transizione energetica

» 158

- Progetti pilota e sperimentazioni

» 162

Capitolo 4

Regolazione nel settore del gas naturale • Settoriale

pag. 165

Regolazione delle reti e del sistema gas	» 166
• Servizi di bilanciamento	» 166
• Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione	» 168
• Monitoraggio dei mercati all'ingrosso	» 177
• Misure per la sicurezza del sistema	» 177
• Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura	» 178
• Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	» 181
• Oneri generali di sistema per il settore gas	» 188
Piani decennali di sviluppo delle reti	» 190
Progetti pilota e sperimentazioni	» 192
Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione	» 193

Capitolo 5

Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale**nell'energia elettrica e nel gas** • Settoriale

» 199

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)	» 200
Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)	» 204
Regolazione dell'<i>unbundling</i>	» 205

Capitolo 6

Regolazione nel servizio idrico • Settoriale

» 209

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 210
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 210
• Collaborazione con altre istituzioni	» 212
Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti nel servizio idrico integrato	» 215
• Approvazione degli specifici schemi regolatori ai sensi del Metodo tariffario idrico (MTI-3)	» 215
• Regolazione tariffaria per il quarto periodo regolatorio 2024-2029	» 217
Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche	» 222
• Stato di attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza	» 222
• Primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"	» 224
• Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza	» 226
Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti	» 227
• Qualità tecnica	» 227
• Qualità contrattuale	» 230
• Misura	» 233

Capitolo 7

Regolazione nel settore del telecalore • Settoriale pag. 235

Metodo tariffario transitorio	» 236
Qualità tecnica	» 237
Trasparenza	» 238
Valutazione delle istanze di esclusione	» 240
Monitoraggio delle caratteristiche del settore e del rispetto della regolazione	» 241

Capitolo 8

Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani • Settoriale » 243

Assetti locali e rapporti istituzionali	» 244
• Monitoraggio e <i>governance</i> degli assetti locali	» 244
• Collaborazione con altre istituzioni	» 245
Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti	» 249
• Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2)	» 249
• Aspetti applicativi dell'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025	» 256
• Sistemi di perequazione	» 257
Qualità del servizio	» 258
• Indicatori sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani	» 258
Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori	» 261
• Schema tipo di contratto di servizio	» 261
• Schema tipo di bando di gara	» 263

Capitolo 9

Mercati retail • Intersettoriale » 265

Servizi di tutela e di ultima istanza	» 266
• Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza	» 266
• Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e <i>default</i>	» 276
Strumenti a disposizione dei clienti finali	» 283
• Portale Offerte luce e gas	» 283
• Offerte PLACET	» 287
• Portale Consumi	» 288
• Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo	» 289
• Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale	» 290
• Aggiornamento della Bolletta 2.0	» 292
• L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas	» 294
• Elenco dei venditori di energia elettrica	» 295
Regolazione del mercato elettrico e del gas	» 296

• Morosità e disciplina del sistema indennitario	pag. 296
• Meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema	» 299
• Aggiornamenti al Codice di rete per il servizio di distribuzione gas	» 299
• Attuazione delle misure correlate al credito d'imposta per l'energia elettrica e il gas	» 300
• Identificazione dei clienti vulnerabili nei mercati dell'energia elettrica e del gas	» 301
• Procedura di <i>switching</i> in caso di uscita dal servizio di salvaguardia dell'energia elettrica	» 302
Sistema informativo integrato (SII)	» 303
• Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche	» 303
Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)	» 304
• Revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario in acconto	» 304
• Determinazione del contributo tariffario	» 305
• Ripartizione degli obiettivi di risparmio energetico	» 305
Monitoraggio retail	» 306
• Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e gas	» 309

Capitolo 10

Tutela dei consumatori • Intersettoriale » 315

Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali	» 316
• Reclami e prestazioni di qualità commerciale	» 318
• Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali	» 323
• Il Servizio conciliazione dell'Autorità	» 330
• Procedure speciali risolutive	» 339
• Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità	» 341
• Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali	» 347
Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico	» 353
Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici	» 367
Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni	» 368

Capitolo 11

Vigilanza, sanzioni e contenzioso • Intersettoriale » 371

Indagini, vigilanza e controllo	» 372
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi	» 388
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati	» 397
• Settore elettrico	» 399
• Settore gas	» 407
Contenzioso	» 409

Capitolo 12

**Attuazione della regolazione, comunicazione,
organizzazione e risorse** • Intersettoriale

pag. 419

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2023	» 420
Comunicazione	» 426
Risorse umane	» 435
Gestione economico-finanziaria	» 436
Raccolte dati e strumenti informatici	» 438

Indice delle tavole

TAV. 3.1	Interventi ammessi al meccanismo incentivante ai sensi della delibera 28 febbraio 2023, 69/2023/R/eel	pag. 128
TAV. 3.2	Acquisizione di porzioni della rete di trasmissione nazionale nel periodo 2020-2023 e relativi premi	» 129
TAV. 3.3	Oneri generali ^(A)	» 144
TAV. 3.4	Effetto energivori: agevolazioni energivori e elemento A_{ESOS} (della componente $A_{SOS'}$) a copertura delle medesime agevolazioni	» 144
TAV. 3.5	Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)	» 145
TAV. 3.6	Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)	» 145
TAV. 3.7	Gettiti oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2023 (componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi) in milioni di euro	» 146
TAV. 3.8	Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto $A_{SOS'}$ in milioni di euro	» 149
TAV. 3.9	Energia agevolati e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2023	» 151
TAV. 3.10	Ammontare annuo di mancata contribuzione alla Asos nel 2021	» 151
TAV. 3.11	Proposte formulate nel documento 540/2023/R/eel	» 161
TAV. 4.1	Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%	» 195
TAV. 5.1	Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	» 204
TAV. 8.1	Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021 e 2022-2025	» 251
TAV. 8.2	Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione	» 251
TAV. 8.3	Applicazione degli obblighi di monitoraggio e di trasparenza sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani	» 261
TAV. 9.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	» 271
TAV. 9.2	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione	» 274
TAV. 9.3	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili e valore del prezzo di aggiudicazione	» 275
TAV. 9.4	Esiti procedure FUI 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro β	» 282
TAV. 9.5	Esiti SdD distribuzione 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro γ c€/Smc	» 282
TAV. 9.6	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale e per <i>commodity</i>	» 288
TAV. 9.7	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti <i>switching</i> hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	» 297
TAV. 9.8	Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2023)	» 311
TAV. 10.1	Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti (2023)	» 316
TAV. 10.2	Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2023 (valori %)	» 322
TAV. 10.3	Chiamate pervenute al call center dello Sportello (2023)	» 323
TAV. 10.4	Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) (2023)	» 324
TAV. 10.5	Principali argomenti delle chiamate gestite dal <i>call center</i> dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2023)	» 324
TAV. 10.6	Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal call center dello Sportello (2023)	» 325

TAV. 10.7	Livelli di servizio per il <i>call center</i> dello Sportello (2023)	pag. 326
TAV. 10.8	Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il <i>call center</i> dello Sportello (2023)	» 326
TAV. 10.9	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2023)	» 329
TAV. 10.10	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2023)	» 341
TAV. 10.11	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2024	» 342
TAV. 10.12	Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2023)	» 345
TAV. 10.13	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico – (2023)	» 348
TAV. 10.14	Configurazione delle soglie ISEE per accedere ai bonus sociali nel 2023	» 355
TAV. 10.15	Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (2019-2023)	» 357
TAV. 10.16	Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica ^(A) (2023)	» 361
TAV. 10.17	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 (€/trimestre per punto di prelievo) nel 2023	» 362
TAV. 10.18	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 (€/trimestre per punto di prelievo) nel 2023	» 362
TAV. 10.19	Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 (€/trimestre per punto di riconsegna) nel 2023	» 363
TAV. 10.20	Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 (€/trimestre per punto di riconsegna) – 2023	» 363
TAV. 10.21	Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2018-2023)	» 365
TAV. 10.22	Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (2022 e 2023)	» 365
TAV. 10.23	Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2023)	» 366
TAV. 10.24	Ammontare del contributo <i>una tantum</i> per i clienti in condizione di disagio fisico (€/punto di prelievo) di cui al DPCM 15 marzo 2023	» 367
TAV. 11.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2019-2023 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 373
TAV. 11.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2019-2023 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo	» 374
TAV. 11.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di gas naturale nonché utenti della distribuzione e/o del bilanciamento in materia di adempimenti connessi con lo svolgimento di tali attività (novembre-dicembre 2023)	» 376
TAV.11.4	Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di erogazione del bonus sociale elettrico (dicembre 2023)	» 377
TAV. 11.5	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (gennaio-dicembre 2023)	» 378
TAV. 11.6	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (marzo-ottobre 2023)	» 380
TAV. 11.7	Verifica ispettiva nei confronti del gestore della rete di trasmissione nazionale in materia di qualità del servizio (ottobre 2023)	» 381
TAV. 11.8	Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi (marzo-giugno 2023)	» 382
TAV. 11.9	Provvedimenti prescrittivi 2023	» 395
TAV. 11.10	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2023	» 410
TAV. 11.11	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2023	» 410
TAV. 11.12	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2023	» 410
TAV. 12.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2023 (gennaio-dicembre)	» 421
TAV. 12.2	Andamento mensile della produzione provvedimentoale per l'anno 2023	» 424

TAV. 12.3	Provvedimenti dell’Autorità adottati negli anni 2022 e 2023, suddivisi per macro-aree di intervento	pag. 425
TAV. 12.4	Personale di ruolo dell’Autorità in servizio al 31 dicembre 2023	» 435
TAV. 12.5	Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2023 per tipo di contratto e qualifica	» 435
TAV. 12.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2023	» 436
TAV. 12.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)	» 437

Indice delle figure

FIG. 9.1	Numero di visitatori unici che hanno consultato il Portale Offerte per mese da gennaio 2021 a dicembre 2023	pag. 282
FIG. 9.2	Numero di visite per dispositivo nel quarto trimestre del 2023	» 282
FIG. 9.3	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale, settore e struttura di prezzo	» 284
FIG. 9.4	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico	» 296
FIG. 9.5	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas	» 296
FIG. 9.6	Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2013-2023)	» 308
FIG. 10.1	Focus dei principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello in tema bonus (2023)	» 323
FIG. 10.2	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2023)	» 325
FIG. 10.3	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico (2023)	» 326
FIG. 10.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2023)	» 327
FIG. 10.5	Trend domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2023)	» 329
FIG. 10.6	Indice regionale domande ricevute dal Servizio conciliazione (2023)	» 330
FIG. 10.7	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2023)	» 330
FIG. 10.8	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2023)	» 331
FIG. 10.9	Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2023)	» 332
FIG. 10.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2023)	» 333
FIG. 10.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2023)	» 333
FIG. 10.12	Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2023)	» 334
FIG. 10.13	Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore (2023)	» 335
FIG. 10.14	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2023)	» 335
FIG. 10.15	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per operatore, settori energetici (2023)	» 336
FIG. 10.16	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per gestore, settore idrico (2023)	» 336
FIG. 10.17	Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2023)	» 337
FIG. 10.18	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2023)	» 338
FIG. 10.19	Organismi ADR: domande ricevute per settore (2023)	» 342
FIG. 10.20	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie, settori energetici (2023)	» 343
FIG. 10.21	Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2023)	» 343
FIG. 10.22	Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità delle domande (2023)	» 344
FIG. 10.23	Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2023)	» 344
FIG. 10.24	Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2023)	» 345

FIG. 10.25	<i>Trend</i> relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2023)	pag. 348
FIG. 10.26	Focus tipologia di utenti finali dei reclami (2023)	» 348
FIG. 10.27	Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2023)	» 349
FIG. 10.28	Focus sui gestori del settore rifiuti – Carta dei servizi (aggiornamento 2023)	» 351
FIG. 10.29	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2023)	» 356
FIG. 10.30	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2023)	» 356
FIG. 10.31	Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (2023)	» 358
FIG. 10.32	Distribuzione dei bonus gas a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (2023)	» 358
FIG. 11.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati ^(A)	» 383
FIG. 11.2	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività	» 384
FIG. 11.3	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività al 31 dicembre 2023	» 384
FIG. 11.4	Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2023	» 387
FIG. 11.5	Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2023	» 388
FIG. 11.6	Reclami presentati dagli operatori (2012-2023)	» 395
FIG. 11.7	Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus reclami presentati nel 2023)	» 396
FIG. 12.1	Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2023	» 422



CAPITOLO

1



QUADRO NORMATIVO

INTERSETTORIALE

Evoluzione della legislazione europea

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

Misure emergenziali per fare fronte alla crisi energetica

Conclusasi la fase acuta della crisi energetica, l'anno 2023 è stato caratterizzato dall'attuazione delle misure di emergenza varate nel corso del 2022. Fin dalle prime manifestazioni dell'aumento dei prezzi dell'energia, la Commissione europea ha proposto una serie di misure legislative per mitigare l'impatto degli alti prezzi su famiglie ed imprese e preservare al contempo la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, limitando la dipendenza dal gas russo. Tali misure, illustrate in dettaglio nella Relazione 2023 pubblicata l'11 luglio 2023 e in larga misura contenute nella strategia *REPowerEU* (comunicazione COM(2022) 230) orientata prevalentemente a ridurre la dipendenza dalle importazioni russe, si sono sostanziate nella previsione di assicurare il riempimento degli stoccaggi di gas; ridurre la domanda di gas e di energia elettrica; aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; favorire gli acquisti congiunti di gas, GNL e idrogeno e rafforzare gli strumenti di solidarietà tra Stati membri in caso di emergenza; contenere gli aumenti del prezzo del gas entro determinate soglie.

Ad eccezione del regolamento (UE) n. 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022 che modifica i regolamenti (UE) n. 1938/2017 e (CE) n. 715/2009 per quanto riguarda lo stoccaggio del gas approvato con procedura legislativa ordinaria e che fissa obblighi di riempimento degli stoccaggi di gas, i rimanenti regolamenti emergenziali sui temi sopra elencati sono stati adottati dal Consiglio ai sensi dell'art. 122 TFUE che prevede che il Consiglio possa legiferare, su proposta della Commissione, su misure adeguate alla situazione economica qualora sorgano gravi difficoltà nell'approvvigionamento, in particolare nel settore dell'energia. Dato il loro carattere emergenziale, il periodo di validità dei regolamenti è stato limitato nel tempo.

Alla luce del protrarsi della situazione di volatilità dei mercati energetici e in considerazione della persistente situazione di rischio per gli approvvigionamenti nei mercati europei con conseguenze negative sui prezzi del gas che, pur inferiori al picco registrato nell'estate 2022, rimanevano ad un livello superiore rispetto ai livelli pre-crisi, a dicembre 2023 il Consiglio ha conseguito un accordo politico per l'estensione della validità di alcuni dei regolamenti emergenziali e conseguentemente sono stati adottati il regolamento (UE) n. 2919/2023 del Consiglio che proroga sino al 31 dicembre 2024 il regolamento (UE) n. 2576/2022 che promuove la solidarietà mediante un migliore coordinamento degli acquisti di gas, parametri di riferimento affidabili per i prezzi e scambi transfrontalieri di gas; il regolamento (UE) n. 223/2024 del Consiglio che proroga sino al 30 giugno 2024 il regolamento (UE) n. 2577/2022 che istituisce il quadro per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili ed il regolamento (UE) n. 2920/2023 del Consiglio che proroga sino al 31 gennaio 2025 il regolamento (UE) 2578/2022 che istituisce un meccanismo di correzione del mercato per proteggere i cittadini dell'Unione e l'economia da prezzi eccessivamente elevati.

Nel corso del 2023 è stato inoltre adottato il regolamento (UE) n. 706/2023 che estende di un anno il periodo di validità del regolamento (UE) n. 1369/2022 del Consiglio del 5 agosto 2022 relativo a misure coordinate di riduzione della domanda di gas. La misura prevede di mantenere per un periodo di 12 mesi, sino a fine marzo

2024, le misure di riduzione del 15% della domanda di gas per il periodo 1° aprile 2023-31 marzo 2024 rispetto al consumo medio di gas nello stesso periodo dei cinque anni precedenti, al fine di garantire il rispetto dell'obiettivo di riempimento degli stoccaggi del 90% stabilito dal regolamento (UE) n. 1938/2017, e prevenire possibili deficit di approvvigionamento nell'inverno 2023/2024.

Pacchetto "Fit for 55", pacchetto per la decarbonizzazione del settore del gas e riforma del mercato dell'elettricità

Il 2023 ha visto la conclusione dei negoziati tra le Istituzioni europee avviati nel corso del 2022 sul pacchetto di proposte presentato dalla Commissione europea a luglio del 2021 nel contesto del c.d. "Fit for 55". I contenuti delle proposte legislative sono stati descritti nel dettaglio nella *Relazione Annuale 2022*, pubblicata il 15 luglio 2022. Nel corso del 2023 si sono conclusi i negoziati e sono stati pubblicati in Gazzetta Ufficiale i seguenti atti normativi.

Direttiva (UE) 2413/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 che modifica la direttiva (UE) 2001/2018, il regolamento (UE) n. 1999/2018 e la direttiva 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 652/2015 del Consiglio (c.d. REDIII)

La direttiva è entrata in vigore il 20 novembre 2023 e prevede un periodo di 18 mesi per recepire nel diritto nazionale la maggior parte delle disposizioni, con una scadenza più breve, ovvero luglio 2024, per alcune disposizioni relative alle procedure di autorizzazione per la realizzazione di impianti da fonte rinnovabile. La direttiva fissa un obiettivo complessivo di energia rinnovabile di almeno il 42,5%, vincolante a livello UE entro il 2030, puntando a raggiungere il 45%. Essa introduce obiettivi specifici nei settori dei trasporti, dell'industria, degli edifici, del teleriscaldamento e teleraffrescamento, con l'obiettivo di accelerare l'integrazione delle energie rinnovabili in quei settori dove questa è più lenta. Per quanto riguarda il settore dei trasporti, gli Stati membri avranno la possibilità di scegliere un obiettivo vincolante di riduzione dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra pari al 14,5% ovvero una quota vincolante pari ad almeno il 29% di energia rinnovabile nel consumo finale di energia entro il 2030. È altresì previsto un sotto-obiettivo pari al 5,5% di utilizzo di biocarburanti avanzati e per i combustibili rinnovabili di origine non-biologica (principalmente idrogeno da origine rinnovabile e combustibili sintetici a base di idrogeno) nel settore dei trasporti ed un obiettivo di incremento dell'1,6% dell'uso di energia rinnovabile nell'industria. Gli obiettivi in materia di energie rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento aumenteranno gradualmente, con un incremento vincolante dello 0,8% annuo a livello nazionale fino al 2026 e dell'1,1% dal 2026 al 2030.

Direttiva (UE) 1791/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) n. 955/2023 (rifusione)

La direttiva, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale il 20 settembre 2023, aumenta l'ambizione dell'Unione europea in materia di efficienza energetica stabilendo un obiettivo vincolante a livello EU dell'11,7% entro il 2030 rispetto allo scenario di riferimento del 2020. Essa inoltre introduce, conferendogli valore giuridico, il principio di "efficienza energetica innanzitutto (*energy efficiency first*)" declinato come obbligo di considerare misure di efficienza energetica nelle politiche pertinenti e nelle principali decisioni di investimento nei settori energetico e non energetico. Agli Stati membri sono altresì demandati la fissazione di un contributo nazionale indicativo sulla base delle circostanze nazionali ai fini del conseguimento dell'obiettivo europeo e un obbligo annuale di incremento

di risparmio energetico dallo 0,8% all'1,3% (per il periodo 2024-2025), poi all'1,5% (2026-2027) e infine all'1,9% dal 2028 in poi. Gli Stati membri provvedono altresì che le autorità regionali e locali, con popolazione complessiva superiore a 45.000 abitanti, elaborino dei piani locali per il riscaldamento e raffrescamento.

Regolamento (UE) n. 1804/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, e che abroga la direttiva 2014/94/UE (c.d. regolamento AFIR)

Il regolamento si pone l'obiettivo di sostenere la diffusione di un'infrastruttura di ricarica elettrica e rifornimento per i combustibili alternativi in sostituzione di quelli fossili nel settore dei trasporti stradali, dell'aviazione e del trasporto per vie navigabili. Le disposizioni sono intese a conseguire gli obiettivi di: garantire lo sviluppo di una rete infrastrutturale per la ricarica o il rifornimento di veicoli stradali e navi con combustibili alternativi; prevedere alternative all'uso dei motori alimentati da combustibili fossili per le navi ormeggiate e gli aeromobili in stazionamento, assicurare la piena interoperabilità dell'infrastruttura e favorire il ruolo della mobilità elettrica nel mercato energetico, inclusa la partecipazione nel mercato del bilanciamento attraverso una valutazione del regolatore nazionale. Le nuove norme si applicheranno a decorrere da sei mesi successivi all'entrata in vigore del regolamento.

Nel corso del 2023 è stato altresì raggiunto un accordo preliminare sulla proposta di revisione della direttiva 2010/31/EU sulla prestazione energetica degli edifici presentata dalla Commissione a dicembre 2021. La revisione della direttiva introduce una serie di misure volte a migliorare l'efficienza energetica degli edifici, con particolare attenzione agli edifici con prestazioni peggiori. Viene a tal fine introdotta una traiettoria nazionale per la riduzione del consumo medio di energia primaria degli edifici residenziali entro il 2030 ed il 2035 attraverso norme minime di prestazione energetica. Gli Stati membri avranno la possibilità di esentare da tali obblighi determinate categorie di edifici residenziali e non residenziali.

Con l'accordo preliminare inter-istituzionale raggiunto nel mese di dicembre 2023 si è conclusa la fase negoziale sulle proposte di revisione della direttiva 2009/73/CE e del regolamento (CE) n. 715/2009 denominate "Pacchetto per la decarbonizzazione dei mercati del gas" presentato dalla Commissione europea nel dicembre 2021. Le proposte legislative si collocano nel contesto delle misure varate dalla Commissione inerenti al *Green Deal* europeo per rendere le politiche dell'Unione europea in materia di clima, energia, trasporti e fiscalità idonee a ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990. Il pacchetto legislativo interviene in particolare nel definire un quadro di regole mutuandole da quelle già esistenti per il gas naturale per lo sviluppo del nascente mercato dell'idrogeno attraverso lo sviluppo di una infrastruttura dedicata e la promozione della produzione di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. Quanto al settore del gas naturale, il pacchetto interviene prevalentemente nel settore *retail* introducendo regole volte alla difesa e *empowerment* dei consumatori rispecchiando quelle per il settore dell'energia elettrica della direttiva 944/2019/UE. Inoltre, il pacchetto di misure introduce nella legislazione ordinaria parte delle misure emergenziali volte a rafforzare la sicurezza delle forniture quali l'aggregazione della domanda e gli acquisti congiunti di gas e le misure di solidarietà tra Stati membri in caso di crisi di approvvigionamento. Più nel dettaglio, la nuova normativa di settore pone le condizioni regolatorie, prevedendo un periodo transitorio fino al 2033, per la creazione del mercato dell'idrogeno e lo sviluppo di infrastrutture dedicate reti, terminali e stoccaggi attraverso la regolazione dell'accesso a parti terze, di separazione proprietaria, criteri tariffari e in materia di ricavi riconosciuti; per la promozione dell'accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nelle reti del gas si propone l'eliminazione di tariffe

transfrontaliere ai punti di interconnessione e sconti tariffari per la loro iniezione in rete. Infine, per agevolare il coordinamento degli interventi di *re-purposing* delle reti esistenti il pacchetto prevede la pianificazione integrata delle reti di trasporto dell'elettricità, del gas naturale e dell'idrogeno in un'ottica di maggiore integrazione settoriale e in considerazione di scenari futuri di riduzione della domanda di gas. In tale contesto, il regolatore nazionale per l'energia viene individuato quale autorità di regolazione per l'idrogeno e ad esso sono attribuite le competenze per la definizione dell'assetto regolatorio per lo sviluppo del relativo mercato, in particolare per ciò che riguarda la regolazione e l'accesso alle infrastrutture, la certificazione in materia di separazione proprietaria, la determinazione dei ricavi degli operatori di rete e la pianificazione delle infrastrutture.

Nel corso del 2023 si è altresì sancito l'accordo interistituzionale in merito alla proposta di regolamento sulle emissioni di metano del settore dell'energia, presentata dalla Commissione nell'ambito del pacchetto per la decarbonizzazione del settore del gas e nel contesto delle misure per dare attuazione al *Green Deal* europeo al fine di conseguire la neutralità climatica al 2050. Il regolamento ha l'obiettivo di definire norme europee riguardo: i) la misurazione, la verifica e la comunicazione delle emissioni di metano; ii) l'abbattimento di tali emissioni; iii) la trasparenza sulle emissioni di metano derivanti dalle importazioni di energia fossile nell'Unione europea. Pur non introducendo obiettivi vincolanti di riduzione, l'approccio adottato per conseguire ulteriori riduzioni delle emissioni di metano consiste nel fissare requisiti obbligatori in materia di monitoraggio delle emissioni e di riparazione delle perdite di metano lungo l'intera catena. I costi e gli investimenti sostenuti dagli operatori per l'ottemperanza alle disposizioni del regolamento sono riconosciuti dal regolatore nazionale nelle tariffe di rete.

Nel mese di dicembre si sono altresì conclusi i negoziati interistituzionali sulla proposta di riforma del mercato dell'elettricità presentata dalla Commissione europea a marzo 2023 a seguito della crisi dei prezzi dell'energia che ha evidenziato la necessità di avviare una riflessione sull'attuale funzionamento del mercato elettrico. La proposta legislativa è volta a introdurre modifiche mirate all'attuale assetto del mercato dell'elettricità al fine di renderlo idoneo a fronteggiare situazioni di crisi dei prezzi dell'elettricità come quelle sperimentate nel 2022 e maggiormente idoneo, in uno scenario di decarbonizzazione, alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili. L'atto legislativo, che modifica la direttiva 2019/944/EU e il regolamento (UE) n. 943/2019 nonché la direttiva RED II e il regolamento ACER principalmente per rendere coerente l'intero *corpus* normativo, introduce alcuni elementi di novità nel mercato all'ingrosso dell'elettricità quali: i) la possibilità per i TSO di attivare servizi di *"peak shaving"*; ii) la revisione del modello attuale di allocazione della capacità di lungo termine; iii) la promozione di contratti di acquisto di energia PPA; iv) l'utilizzo di Contratti per le Differenze (CfD) come strumento di supporto diretto per la promozione delle RES (incluso il nucleare); v) l'introduzione di strumenti competitivi per lo sviluppo di risorse di flessibilità e accumuli. Per quanto riguarda il mercato *retail* vengono introdotti: i) l'obbligo di istituzione di un fornitore di ultima istanza almeno per i clienti domestici; ii) la definizione di consumatore attivo per permettere scambi fuori dal sito ma entro la zona di offerta; iii) nuove norme di promozione dell'*"energy sharing"*; iv) nuovi obblighi di copertura per i fornitori di energia elettrica; v) la facoltà per gli Stati membri, nel caso di dichiarazione di emergenza da parte della Commissione europea, di imporre prezzi regolati anche sotto-costi per PMI e consumatori domestici.

La proposta di revisione del mercato dell'elettricità è stata accompagnata da una proposta di revisione del regolamento 1227/2011 sull'integrità dei mercati all'ingrosso dell'energia (c.d. regolamento REMIT). Anche in questo caso i negoziati interistituzionali si sono conclusi nel mese di dicembre 2023 con il raggiungimento di un accordo preliminare. La proposta mira a ridurre i rischi di abuso di mercato nei mercati all'ingrosso dell'energia, rafforzando sostanzialmente il ruolo e i poteri dell'Agenzia di cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) nonché

la cooperazione tra i diversi attori coinvolti quali l'ACER, le autorità nazionali di regolazione, ESMA e le autorità finanziarie nazionali. Nello specifico, si incrementano i poteri e gli strumenti investigativi dell'Agenzia nei casi di presunte violazioni di carattere transfrontaliero previo coinvolgimento dei regolatori qualora sia già in corso, o sia stata già condotta, un'indagine sullo stesso caso e sia stata accertata l'esistenza o meno di una violazione.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore idrico

Le acque reflue urbane sono una delle principali fonti di inquinamento idrico se non vengono raccolte e trattate secondo le norme dell'Unione europea. Nello specifico, esse contengono materia organica, azoto e fosforo, sostanze chimiche nocive, batteri e virus che, se non trattati e scaricati nell'ambiente, danneggiano fiumi, laghi e acque costiere, influenzando sulla salute umana. Per favorire l'eliminazione di queste sostanze inquinanti dalle acque reflue urbane, sin dal 1991 è in vigore una direttiva europea¹ che ha determinato un forte miglioramento della qualità delle acque di superficie in Europa, essenzialmente favorendo l'efficientamento dei sistemi di collettamento, trattamento e scarico delle acque reflue domestiche e industriali. Secondo un rapporto europeo del 2019² il livello di attuazione della direttiva è elevato: il 98% delle acque reflue dell'Unione europea è adeguatamente raccolto e il 92% adeguatamente trattato, anche se alcuni Stati membri³ hanno ancora difficoltà a raggiungere la piena conformità per gli agglomerati di minore dimensione. Ciononostante, nel 2022 la Commissione europea ha ritenuto opportuno presentare al Parlamento europeo e al Consiglio dei ministri dell'Unione europea una proposta di aggiornamento dell'attuale direttiva⁴, giustificandola con tre motivazioni principali:

- la crescente diffusione negli ultimi decenni di nuove sostanze inquinanti nei centri urbani (per esempio, le microplastiche);
- la necessità di allineamento agli obiettivi di neutralità climatica e sostenibilità ambientale in tutti i settori dell'economia indicati nel *Green Deal* europeo⁵;

1 Direttiva del Consiglio del 21 maggio 1991 concernente il trattamento delle acque reflue urbane (1991/271 CEE). La direttiva, finalizzata a proteggere l'ambiente dell'Unione europea da fenomeni quali, per esempio l'eutrofizzazione, stabilisce norme europee per la raccolta, il trattamento e lo scarico delle acque reflue urbane, ed impone agli Stati dell'Unione europea vari obblighi in concreto, tra i quali:

- raccogliere e trattare le acque reflue in insediamenti urbani con una popolazione di almeno 2.000 abitanti, ed effettuare un trattamento secondario sulle acque reflue raccolte;
- effettuare un trattamento più avanzato in insediamenti urbani con popolazione superiore ai 10.000 abitanti situati in specifiche aree sensibili;
- verificare che gli impianti di trattamento siano adeguatamente mantenuti in modo da garantire prestazioni sufficienti e che possano operare in tutte le normali condizioni climatiche;
- adottare misure per limitare l'inquinamento delle acque recipienti provenienti da trascinamenti di acque meteoriche in situazioni estreme, come in caso di piogge insolitamente abbondanti;
- monitorare le prestazioni degli impianti di trattamento e delle acque recipienti;
- monitorare lo smaltimento e il riutilizzo dei fanghi di depurazione.

2 Il rapporto europeo *Refit Evaluation* del 2019 sullo stato di implementazione dalla direttiva.

3 Tra cui anche l'Italia.

4 La proposta di aggiornamento della direttiva è contenuta nella comunicazione dalla Commissione europea COM(2022) 541 *final*, del 26 ottobre 2022, e si prefigge obiettivi ambiziosi entro il 2040, tra i quali ad esempio:

- estendere gli obblighi di trattamento delle acque reflue urbane attualmente vigenti per gli agglomerati con più di 2.000 abitanti equivalenti (AE) agli agglomerati con più di 1.000 abitanti equivalenti, imponendo ai Paesi dell'Unione europea di istituire piani integrati di gestione delle acque reflue urbane nei grandi agglomerati (inizialmente oltre 100.000 AE, e successivamente per gli agglomerati a partire da 10.000 AE, ove necessario), e imponendo specifici obiettivi di riduzione delle sostanze inquinanti;
- obbligo di ridurre significativamente il consumo energetico degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane, e produrre energia attraverso fonti rinnovabili (per esempio solare, eolica e in particolare biogas);
- obbligo di pubblicazione di dati economici e di qualità dei servizi idrici, predefiniti in allegato alla direttiva;
- obbligo per i produttori farmaceutici e cosmetici di pagare il costo della rimozione dei microinquinanti che provengono dai loro prodotti e finiscono nelle acque reflue, attraverso il meccanismo della "responsabilità estesa del produttore", in base al principio "chi inquina paga".

5 Si veda anche la *Relazione Annuale* dello scorso anno. Il *Green Deal* dell'Unione europea è un programma di azione adottato dalla Commissione europea l'11 dicembre 2019 e prevede una serie di atti legislativi e non legislativi con proposte per contrastare i cambiamenti climatici, promuovere l'uso efficiente delle risorse passando a un'economia circolare pulita, ripristinare la perdita di biodiversità e ridurre l'inquinamento. Il *Green Deal* intende rendere sostenibile l'economia dell'Unione europea e promuovere gli investimenti necessari con strumenti di finanziamento per tutti i settori dell'economia. Ulteriori informazioni si possono trovare nella pagina ufficiale della Commissione europea: ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.

- la necessità di migliorare la *governance* del settore, per assicurare ai cittadini europei una maggiore trasparenza sullo stato delle risorse idriche ed estendere ai principali soggetti economici inquinanti la responsabilità di copertura dei costi delle misure necessarie alla realizzazione degli obiettivi della direttiva europea.

Nell'anno appena trascorso la proposta di direttiva è stata oggetto di emendamenti da parte del Parlamento e del Consiglio dell'Unione europea, che tuttavia non sono giunti ad un accordo definitivo sulla sua approvazione, rinviato al 2024. Il Parlamento europeo ha votato un nuovo testo emendato della suddetta proposta di direttiva il 5 ottobre 2023. Il Consiglio ha poi espresso una posizione comune inclusiva di emendamenti alla direttiva il 16 ottobre 2023. Al fine di raggiungere un compromesso sul testo della direttiva, è stato avviato un dialogo tra Parlamento, Consiglio e Commissione dell'Unione europea; l'approvazione del testo congiunto è avvenuta il 29 gennaio 2024. Tale testo è ora in attesa delle prossime votazioni finali in Parlamento e del prossimo Consiglio ambiente, con l'obiettivo di giungere ad una conclusione dell'iter prima delle elezioni del Parlamento europeo previste per il mese di giugno 2024.

Aggiornamenti sulla legislazione europea nel settore dei rifiuti

Nel corso del 2023 le istituzioni comunitarie hanno profuso notevole impegno nell'esame e nell'iter di approvazione di importanti provvedimenti legislativi e regolamentari, originati dal *"Nuovo piano per l'economia circolare"*⁶ formati nel quadro del dibattito, cui ARERA ha, peraltro, preso parte contribuendo alla consultazione generale condotta dalla Commissione europea nel 2022, sulla rilevata necessità di accelerare il percorso verso una maggiore circolarità dell'economia. Si segnalano, in particolare, le iniziative di proposta legislativa della Commissione in merito alla modifica della direttiva quadro sui rifiuti (2008/98/CE), già profondamente rivista negli obiettivi ad opera del c.d. *"Pacchetto legislativo sull'economia circolare"*⁷, e la proposta di regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio. Se la prima iniziativa può considerarsi quale modifica settoriale delle disposizioni già previste dal citato Pacchetto economia circolare, un affinamento della complessiva riforma da esso avviato, la seconda rappresenta un deciso cambio di passo, per alcuni osservatori, financo di paradigma, nel bilanciamento dei diversi strumenti, laddove si evidenzia il tentativo di riequilibrare la strategia di promozione della circolarità accentuando gli obiettivi di limitazione e di riuso degli imballaggi rispetto a quelli di riciclo dei rifiuti da questi derivanti.

Modifiche alla direttiva quadro

La proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti (COM(2023) 420) del 5 luglio 2023 introduce nella direttiva quadro, come recentemente modificata dalla direttiva 2018/851, misure tese a promuovere la riduzione nella produzione di rifiuti derivanti da scarti alimentari e ad allargare ai "rifiuti tessili" lo spettro dei flussi di rifiuti per i quali si determinano obiettivi prospettici in termini di raccolta differenziata e riciclo. A tal proposito, si evidenzia che la regolazione di settore è già intervenuta con misure tese alla prevenzione dei rifiuti, attraverso il riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori del servizio per il potenziamento delle attività di prevenzione e per le attività connesse alla promozione di campagne ambientali, che potranno includere anche quelle relative allo spreco alimentare.

6 Si veda la comunicazione della Commissione europea dell'11 marzo 2020, "Un nuovo piano d'azione per l'economia circolare: per un'Europa più pulita e più competitiva," COM(2020) 98.

7 Direttiva 2018/851/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 2018, che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti, recepita dall'ordinamento italiano con decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 213.

L'iniziativa legislativa della Commissione prende le mosse dall'apparente contrasto tra il potenziale di recupero e la situazione concreta del comparto: a fronte di un obbligo di raccolta differenziata previsto a partire dal 2025, i proponenti rimarcano impreparazione da parte del sistema di gestione dei rifiuti urbani e la necessità di accrescere in tempi relativamente brevi il potenziale di raccolta ed avvio al riciclo in una situazione corrente che vede, ad oggi, non più del 20% dei rifiuti tessili raccolto in modalità differenziata, ed una percentuale ancora inferiore di avvio al riciclo. La proposta di direttiva, pertanto, si pone l'obiettivo *"di migliorare la gestione dei rifiuti tessili in linea con la gerarchia dei rifiuti, dando priorità alla prevenzione, alla preparazione per il riutilizzo e al riciclaggio dei prodotti tessili rispetto ad altre opzioni di recupero e di smaltimento"* con specifiche misure di supporto.

Tra le novità previste dalla proposta di direttiva in oggetto assume rilievo l'estensione al nuovo comparto, cui sono destinate le norme su differenziazione e riciclo, degli schemi di responsabilità estesa del produttore (EPR). Nella parte dell'articolato che introduce gli schemi EPR per gli operatori che producono e immettono sul mercato prodotti tessili, il testo della proposta di direttiva prevede che i costi da coprire per l'esecuzione dei servizi collegati alla raccolta differenziata *"non superano quelli necessari per fornire i servizi ivi menzionati in modo economicamente efficiente e sono fissati in maniera trasparente tra i soggetti interessati"*. Pertanto, lasciando agli Stati membri spazio per la concreta organizzazione dei processi di valutazione e di quantificazione dei costi connessi alle operazioni preliminari al riciclo e riuso, la norma cristallizza il principio, solo di recente affermatosi, secondo cui per pervenire a dinamiche economiche desiderabili nel funzionamento degli schemi EPR e, per estensione, all'intera filiera della raccolta finalizzata al recupero, è necessario definire una qualche nozione di costi efficienti, gli unici di cui la norma ammette la copertura a vantaggio degli operatori a valle. Si tratta di un principio, com'è noto, sul quale l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente è già intervenuta nell'alveo delle competenze ad essa attribuite dal legislatore, con particolare riferimento ai rifiuti di imballaggio⁸. L'iter di approvazione della nuova direttiva, che al momento dell'elaborazione di questa *Relazione Annuale* è in attesa di prima lettura da parte del Consiglio europeo dopo l'approvazione, con modifiche, da parte del Parlamento europeo⁹, si concluderà nel corso del 2024.

La proposta di regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio

La proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che modifica il regolamento (UE) n. 1020/2019 e la direttiva (UE) 2019/904 e che abroga la direttiva 94/62/CE (COM(2022) 677), presentata dalla Commissione europea il 30 novembre 2022, è stata oggetto di un serrato confronto durante l'intero 2023 tra istituzioni europee, Stati membri e portatori d'interesse.

Considerata la tendenza alla continua crescita della produzione e dell'immissione in commercio di imballaggi con ciò che ne consegue in termini di pressione sui sistemi di gestione dei rifiuti urbani, costituiti per oltre un terzo per l'appunto da rifiuti da imballaggi, e di sostenibilità ambientale dei consumi la proposta di regolamento prevede:

- la riciclabilità, entro il 2030, degli imballaggi, intesa come obbligo di progettarne e certificarne le caratteristiche promuovendone l'attitudine al riciclo *ab origine*;
- un contenuto minimo, per gli imballaggi in plastica, di materiali provenienti dal riciclo;

⁸ Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 8 del presente Volume, avente ad oggetto "Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani".

⁹ Risoluzione approvata il 13 marzo 2024, www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0145_IT.pdf.

- la riduzione progressiva dei rifiuti di imballaggio generati, rispetto ai livelli del 2018, del 5% entro il 2030, del 10% entro il 2035 e del 15% entro il 2040, e l'adozione di misure, da parte degli Stati membri, di misure (quali, tra gli altri, gli strumenti economici) che incentivino la riduzione dell'uso e dell'immissione in commercio di imballaggi, così applicando la gerarchia dei rifiuti in termini di prevenzione della produzione di rifiuti;
- la costituzione di schemi di responsabilità estesa del produttore (EPR) per gli operatori che "per la prima volta" immettano imballaggi nel mercato comunitario, così facendo salvi schemi e meccanismi esistenti negli Stati membri che non hanno eventualmente ancora adottato EPR;
- il divieto di particolari categorie di imballaggi monouso (imballaggi "usa e getta" di minori dimensioni) e l'obbligo di istituire sistemi di restituzione con cauzione per alcuni imballaggi di maggiori dimensioni (contenitori di bevande in plastica e alluminio di volume fino a due litri, con possibilità per gli Stati membri di estendere il sistema di restituzione con cauzione ai contenitori di bevande in vetro), al fine di conseguire l'obiettivo di raccolta pressoché totale di detti imballaggi;
- la promozione del riutilizzo, con obblighi precisi di messa a disposizione di imballaggi riutilizzabili in certi settori economici (ad esempio, nella ristorazione da asporto, il 10% entro il 2030 ed il 40% entro il 2040 degli alimenti deve essere servito in imballaggi riutilizzabili) e la previsione di criteri di etichettatura, sicurezza intrinseca, igiene ed organizzazione settoriale in quei comparti della produzione e distribuzione che mettono a disposizione degli acquirenti imballaggi riutilizzabili (ad esempio, prodotti sfusi ceduti dalla grande distribuzione in contenitori riutilizzabili).

Il contesto della proposta di regolamento, destinato, secondo la Commissione, ad essere applicato entro un anno dalla sua entrata in vigore, è l'insieme di obiettivi di riciclo dei rifiuti provenienti da imballaggi, così distinti per materiale:

- entro il 31 dicembre 2025, almeno il 65% in peso di tutti i rifiuti di imballaggio generati, con percentuali minime specifiche del 50% per la plastica, 25% per il legno, 70% per i metalli ferrosi, 50% per l'alluminio; 70% per il vetro, 75% per la carta e il cartone;
- entro il 31 dicembre 2030, almeno il 70% in peso di tutti i rifiuti di imballaggio generati, con percentuali specifiche del 55% per la plastica, 30% per il legno, 80% per i metalli ferrosi, 60% per l'alluminio, 75% per il vetro, 85% per la carta e il cartone.

Il dibattito interistituzionale ha attribuito alla proposta di regolamento la forma giuridica tesa all'applicazione immediata negli Stati membri, priva, quindi, della mediazione del recepimento negli ordinamenti nazionali tipica della proposta di direttiva.

Trascurando l'esame degli aspetti tecnici, autorizzativi e definatori di una normativa oggettivamente complessa, se ne evidenziano gli aspetti generali più controversi, che hanno animato una discussione intensa tra i legislatori comunitari e che potenzialmente possono determinare impatti sulle attività di regolazione. In particolare, il nuovo approccio che la proposta di regolamento intende adottare si fonda sulla coesistenza di diverse opzioni di gestione dei rifiuti di imballaggio, promuovendo la prevenzione e il riutilizzo, in coerenza con la gerarchia dei rifiuti. Rilevanti saranno gli impatti di tale iniziativa negli Stati membri che, al fine di ottemperare ai target previsti dalla direttiva 94/62/CE, hanno adottato un modello di economia circolare basato prevalentemente sul riciclo. L'attesa contrazione dei volumi di rifiuti di imballaggio prodotti e destinati al circuito pubblico di raccolta potrebbe infatti comportare il rischio di perdite di efficienza nella gestione dei servizi di raccolta e trattamento, in ragione della sostanziale rigidità dei costi alla variazione delle quantità gestite e del prevedibile decremento dei ricavi da cessione dei materiali raccolti.

Al termine del confronto tra Parlamento e Stati membri, il 18 dicembre 2023 il Consiglio ha adottato un orientamento generale¹⁰ quale base delle trattative interistituzionali (trilogo) ai fini della ricerca di un compromesso tra legislatori, che propone, tra le altre modifiche al testo originario, un rinvio dell'applicazione (entro 18 mesi dall'entrata in vigore), una maggiore coerenza con le definizioni di riciclo già contenute nella direttiva quadro rifiuti, misure ulteriori a tutela della salute umana in termini di controllo e di riduzione delle sostanze potenzialmente pericolose contenute negli imballaggi, alcune deroghe per imballaggi di minori dimensioni di cui la Commissione prevedeva l'eliminazione, e l'introduzione di elementi di flessibilità per quanto concerne l'adozione di modelli di cauzione e restituzione. In particolare, su quest'ultimo punto controverso, il Consiglio propone che le prescrizioni minime per i sistemi di deposito cauzionale e la restituzione per imballaggi contenenti bevande (di volume, peraltro, accresciuto rispetto al testo della Commissione) non si applichino ai sistemi già esistenti prima dell'entrata in vigore del regolamento, se i sistemi in questione raggiungeranno l'obiettivo del 90% di raccolta differenziata di tali imballaggi entro il 2029.

Anche nel caso della proposta del regolamento sugli imballaggi e rifiuti da imballaggio la conclusione dell'iter di approvazione è prevista nel 2024.

Evoluzione della legislazione italiana

Molteplici e rilevanti sono stati gli interventi legislativi adottati nel corso del 2023 in materia energetico-ambientale. Nel prosieguo si darà conto delle principali disposizioni normative di più immediato e diretto interesse di questa Autorità.

In primo luogo, la legge 13 gennaio 2023, n. 6 ha approvato definitivamente il decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, recante "Misure urgenti di sostegno nel settore energetico e di finanza pubblica", c.d. "DL aiuti *quater*", relativamente al quale si evidenziano, in particolare:

- l'art. 3 ("Misure di sostegno per fronteggiare il caro bollette"). Nello specifico, le imprese con utenze con sede in Italia possono chiedere la rateizzazione degli importi dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e di gas naturale utilizzato per usi diversi dagli usi termoelettrici ed eccedenti l'importo medio contabilizzato, a parità di consumo, nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2021, per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023. L'impresa che ha aderito al piano di rateizzazione, in caso di inadempimento nel pagamento di due rate anche non consecutive, decade dal beneficio della rateizzazione ed è tenuta al versamento, in un'unica soluzione, dell'intero importo residuo dovuto;
- l'art. 4 ("Misure per l'incremento della produzione di gas naturale") che, al comma 1, apporta modifiche all'art. 16 ("Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi") del DL n. 17/2022. Al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, tra cui il metano, detto articolo dispone l'incremento dell'offerta di gas di produzione nazionale destinabile ai clienti finali industriali a prezzo accessibile.

¹⁰ V. data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-16946-2023-INIT/it/pdf.

Nel dettaglio, la lettera a) modifica e integra il comma 2, prevedendo che la possibilità di manifestare interesse ad aderire alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale (*gas release*), su invito del GSE, per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale situate sulla terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale, si applichi alle concessioni situate in aree compatibili nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee PITE-SAI, anche nel caso di concessioni improduttive o in condizione di sospensione volontaria delle attività e considerando, anche ai fini dell'attività di ricerca, i soli vincoli costituiti dalla vigente legislazione nazionale ed europea o derivanti da accordi internazionali. La lettera b) inserisce un nuovo comma 2-*bis* che, in deroga a quanto previsto dall'art. 6, comma 17, del Testo unico ambientale ("Divieto di attività di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare nelle aree protette e entro le 12 miglia dalle aree e dalla linea di costa"), permette il rilascio di nuove concessioni di coltivazione di idrocarburi in zone di mare poste fra le 9 e le 12 miglia dalle linee di costa e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette, limitatamente ai siti aventi un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a 500 milioni di metri cubi. I soggetti che acquisiscono la titolarità delle concessioni sono tenuti ad aderire alle procedure di *gas release*. La lettera c) modifica il comma 3 prevedendo che anche per il rilascio delle nuove concessioni tra le 9 e le 12 miglia vi sia un tempo massimo per l'amministrazione ridotto da 6 a 3 mesi. La lettera d) sostituisce il comma 4, affidando al gruppo GSE il compito di stipulare con i concessionari contratti di acquisto di diritti di lungo termine sul gas di durata massima di 10 anni con verifica dei termini alla fine del quinto anno a un prezzo che garantisca la copertura dei costi totali effettivi delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e di trasporto, nonché un'equa remunerazione. Il prezzo contrattuale, stabilito con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze e il MIMIT, è definito applicando una riduzione percentuale, anche progressiva, ai prezzi giornalieri registrati al punto di scambio virtuale, e, comunque, varia nel limite di livelli minimi e massimi quantificati rispettivamente in 50 e 100 euro per MWh. Nelle more della conclusione delle procedure autorizzative, a partire dal 1° gennaio 2023 e, comunque, fino all'entrata in produzione delle quantità aggiuntive di gas, i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale che abbiano risposto positivamente alla manifestazione d'interesse, mettono a disposizione del GSE un quantitativo di diritti sul gas corrispondente, fino al 2024, ad almeno il 75% dei volumi produttivi attesi (con riduzione al 50% dopo il 2024). Il quantitativo non è comunque superiore ai volumi di produzione effettiva di competenza dei titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale in essere sul territorio nazionale che abbiano risposto positivamente alla manifestazione d'interesse. La lettera e) sostituisce il comma 5 e inserisce un nuovo comma 5-*bis*. Il nuovo comma 5 affida al GSE il compito di offrire, con una o più procedure, i diritti sul gas ai clienti finali industriali a forte consumo di gas (anche in forma aggregata) al prezzo definito dal comma 4. I diritti offerti sono aggiudicati all'esito di procedure di assegnazione, secondo criteri di riparto *pro quota* e con modalità e criteri di assegnazione definiti con decreto del MASE, di concerto con MEF e MIMIT. In esito a tali procedure, il gruppo GSE stipulerà con ciascun cliente finale assegnatario un contratto finanziario per differenza per i diritti. Il nuovo comma 5-*bis* affida al GSE il compito di predisporre lo schema di contratto tipo di offerta che dovrà essere approvato da MEF e MASE;

- l'art. 5 ("Proroghe di termini nel settore del gas naturale") che, al comma 1, posticipa di un anno, ossia al 10 gennaio 2024, la fine delle tutele economiche nel settore del gas naturale.

Il comma 2 reca modifiche di carattere temporale all'articolo 5-*bis* ("Disposizioni per accelerare lo stoccaggio di gas naturale") del decreto legge n. 50/2022: a) posticipa dal 31 dicembre 2022 al 10 novembre 2023 il termine finale per la vendita del gas naturale acquistato dal GSE nell'ambito dell'erogazione del servizio di

riempimento di ultima istanza; b) posticipa dal 20 dicembre 2022 al 20 novembre 2023 il termine per la restituzione da parte del GSE delle risorse trasferite per il servizio di riempimento di ultima istanza.

Il comma 2-*bis* specifica che resta fermo l'obbligo di restituzione da parte del GSE dell'importo ricevuto a titolo di prestito infruttifero per finanziare gli acquisti per erogare il servizio di riempimento di ultima istanza.

Il comma 2-*ter*, ai fini dell'allineamento della tutela vulnerabili gas alla data di fine tutela per i clienti domestici elettrici e gas (10 gennaio 2024), posticipa dal 1° gennaio 2023 al 10 gennaio 2024 il termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, come definiti da questa Autorità con uno o più provvedimenti e periodicamente aggiornati. Il comma 3 quantifica gli oneri in 4.000 milioni di euro;

- l'art. 15 ("Disposizioni finanziarie") che, al comma 3, autorizza la spesa di 410 milioni di euro per il 2022 per il rafforzamento dei *bonus* sociali per energia elettrica e gas di cui del decreto legge n. 115/2022, da trasferire entro il 31 dicembre 2022 alla CSEA.

Vale poi citare la legge 1° febbraio 2023, n. 10, di conversione in legge del decreto legge 5 dicembre 2022, n. 187, recante "Misure urgenti a tutela dell'interesse nazionale nei settori produttivi strategici" che, all'art. 2 ("Misure economiche connesse all'esercizio del *golden power*"), comma 1, ha previsto che il MIMIT, successivamente all'esercizio di poteri speciali previsto dal decreto legge n. 21/2012 (*golden power*), valuti, su iniziativa dell'impresa richiedente, la sussistenza dei presupposti per l'accesso alle misure di sostegno della capitalizzazione dell'impresa, per permetterne il rafforzamento patrimoniale, ai fini dell'accesso prioritario al Fondo per la salvaguardia dei livelli di occupazione e la prosecuzione dell'attività di impresa, anche tenendo conto delle segnalazioni degli enti territoriali, ai fini del mantenimento della continuità operativa e dei livelli occupazionali nel loro territorio.

La legge 24 febbraio 2023, n. 14, ha convertito in legge il decreto legge 29 dicembre 2022, n. 198, recante "Disposizioni urgenti in materia di termini legislativi", il quale all'art. 11 ("Proroga di termini in materie di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica"), comma 8, ha poi prorogato al 30 giugno 2023 la sospensione dell'efficacia di ogni eventuale clausola contrattuale che permette all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di modificare unilateralmente le condizioni generali di contratto relative alla definizione del prezzo, ancorché sia contrattualmente riconosciuto il diritto di recesso alla controparte. La norma non si applica alle clausole contrattuali che consentono all'impresa fornitrice di energia elettrica e gas naturale di aggiornare le condizioni economiche contrattuali alla scadenza delle stesse, nel rispetto dei termini di preavviso contrattualmente previsti e fermo restando il diritto di recesso della controparte.

Con il successivo comma 8-*bis* si è disposto che, a decorrere dal 1° gennaio 2023, i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza siano tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall'Autorità. Inoltre, l'Autorità è tenuta a definire specifiche misure perequative a favore degli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza. Si è altresì previsto che, fino al 30 settembre 2023, nel limite delle risorse effettivamente disponibili, l'Autorità individui il fabbisogno di risorse da destinare al contenimento delle conseguenze derivanti agli utenti finali dagli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale prioritariamente per finanziare i meccanismi di reintegrazione di morosità a favore degli esercenti il servizio di *default* distribuzione e il servizio di fornitura di ultima istanza, prevedendo al contempo modalità finalizzate a ridurre le tempistiche di versamento di tali impor-

ti. Eventuali ulteriori risorse residue sono destinate alla riduzione, nel 2023, degli oneri generali di sistema per il settore del gas naturale.

Il comma 8-*octies* del medesimo art. 11 ha apportato modifiche all'art. 11 ("Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano") del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 ("Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"), stabilendo che i decreti con i quali dovranno essere attuate e coordinate le modalità di incentivazione del biometano prodotto o immesso nella rete del gas naturale devono essere adottati entro il 31 dicembre 2023 e che potranno estendere l'incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse, nel rispetto dei limiti emissivi previsti dalla normativa dell'Unione europea e comunque dalla disciplina in materia di aiuti di Stato.

Il comma 8-*novies* ha stabilito che il programma di massimizzazione dell'impiego degli impianti di generazione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW che utilizzino carbone o olio combustibile in condizioni di regolare esercizio, predisposto da Terna, che può comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, possa prevedere, esclusivamente durante il periodo emergenziale e, comunque, almeno fino al 31 marzo 2024, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale.

Il comma 8-*undecies* ha prorogato di sei mesi il termine previsto dal regolamento che disciplina la cessazione della qualifica di rifiuto, dei rifiuti inerti da costruzione e demolizione e di altri rifiuti inerti di origine minerale per la possibile revisione da parte del ministero competente dei criteri per la cessazione della qualifica di rifiuto per tenere conto, ove necessario, delle evidenze emerse in fase applicativa. Conseguentemente, si è prorogato di ulteriori sei mesi dalla conclusione della fase di monitoraggio, il termine entro il quale il produttore presenta all'autorità competente un aggiornamento della comunicazione di inizio attività relativa al recupero dei rifiuti (art. 216 del TUA) con l'indicazione della quantità di rifiuti massima recuperabile o un'istanza di aggiornamento dell'autorizzazione concessa.

Di rilievo anche la legge 21 aprile 2023, n. 41, che ha convertito in legge il decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune", che, all'art. 47-*bis* ("Introduzione di una regolazione *cost reflective* delle tariffe del servizio di teleriscaldamento"), ha, tra l'altro, eliminato la scadenza temporale di 24 mesi dall'entrata in vigore del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, quale termine per questa Autorità per adottare i provvedimenti volti allo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento, e ha stabilito che la stessa definisca le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

L'art. 51, comma 1-*quater*, del medesimo provvedimento ha stabilito ancora che i rimborsi riconosciuti dalla Commissione europea a fronte di spese anticipate dallo Stato per misure di riduzione dei costi in materia energetica, siano trasferiti, con le quote di cofinanziamento nazionale e alle risorse del Fondo di rotazione per l'attuazione delle politiche comunitarie, alla CSEA per il finanziamento di iniziative normative volte alla previsione di agevolazioni per la fornitura di energia elettrica e di gas riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati o in gravi condizioni di salute.

La successiva legge 26 maggio 2023, n. 56, ha convertito in legge il decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, recante "Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali" (c.d. "DL aiuti-*quinquies*"), che all'art. 1, ha introdotto nuovamente alcune misure per il rafforzamento del bonus sociale per elettricità e gas. Il comma 1 ha demandato al regolatore nazionale il compito di rideterminare, per il secondo trimestre 2023, le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute, nonché la compensazione per la fornitura di gas naturale, sulla base del valore ISEE valido nel corso del 2023 fino a 15.000 euro, nel limite di 400 milioni di euro. Il comma 2 ha stabilito che, dal secondo trimestre e fino al 31 dicembre 2023, le agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica e il diritto alla compensazione per la fornitura di gas naturale, riconosciute ai nuclei familiari con almeno 4 figli a carico, siano rideterminate sulla base del valore ISEE di 30.000 euro (anziché 20.000), indicatore valido per il 2023, nel limite di 5 milioni di euro. Il comma 3 ha quantificato gli oneri della prevista misura (405 milioni di euro per il 2023), cui si fa fronte a valere sulle risorse disponibili sul bilancio di CSEA per il 2023.

L'art. 2 ha poi disposto l'applicazione dell'aliquota IVA del 5% alle somministrazioni di gas metano usato per combustione per usi civili e industriali e alle forniture di servizi di teleriscaldamento, nonché alle somministrazioni di energia termica prodotta con gas metano in esecuzione di un contratto di servizio energia contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di aprile, maggio e giugno 2023 (secondo trimestre 2023). Gli oneri derivanti dalla predetta misura sono pari a 539,78 milioni di euro.

Il comma 4 del medesimo articolo, in considerazione della riduzione dei prezzi del gas naturale all'ingrosso, ha confermato, limitatamente al mese di aprile 2023, le aliquote negative della componente tariffaria UG2C applicata agli scaglioni di consumo fino a 5.000 m³ all'anno, in misura pari al 35% del valore applicato nel trimestre precedente. Le aliquote delle componenti tariffarie relative agli altri oneri generali di sistema per il settore del gas devono essere mantenute azzerate anche per il secondo trimestre 2023. Gli oneri derivanti dalla misura in esame sono pari a 280 milioni di euro (comma 5).

L'art. 3, nelle more della definizione di misure pluriennali da adottare a favore delle famiglie nell'ambito del piano *REPowerEU*, ha riconosciuto, a decorrere dal 1° ottobre e fino al 31 dicembre 2023, ai clienti domestici residenti diversi da quelli titolari di *bonus* sociale, un contributo erogato in quota fissa e differenziato in base alle zone climatiche per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, in cui la media dei prezzi giornalieri del gas naturale sul mercato all'ingrosso superi la soglia di 45 euro/MWh. Un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, deve definire i criteri per l'assegnazione del contributo; questa Autorità è tenuta invece a individuare le modalità applicative e la misura del contributo, tenendo conto dei consumi medi di gas naturale nelle zone climatiche individuate dall'articolo in esame. A tal fine è autorizzata la spesa di 1.000 milioni di euro per il 2023.

L'art. 4, al comma 2, ha riconosciuto un credito d'imposta del 20% delle spese sostenute per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel secondo trimestre 2023 alle imprese a forte consumo di energia elettrica, di cui all'elenco per il 2023 pubblicato dalla CSEA, i cui costi per kWh della componente energia elettrica calcolati sulla base della media del primo trimestre del 2023 e al netto delle imposte e degli eventuali sussidi hanno subito un incremento superiore al 30% rispetto allo stesso periodo del 2019. Il credito d'imposta è riconosciuto anche in relazione alla spesa per l'energia elettrica prodotta e auto-consumata nel secondo trimestre del 2023, precisando che in questo caso l'incremento del costo per kWh di energia elettrica è calcolato

con riferimento alla variazione del prezzo unitario dei combustibili acquistati e utilizzati per la produzione e che il credito di imposta è determinato con riguardo al prezzo convenzionale dell'energia elettrica, pari alla media relativa al secondo trimestre del 2023 del prezzo unico nazionale.

Il comma 3 ha poi riconosciuto alle imprese dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW, diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica di cui al comma 2, un credito d'imposta del 10% della spesa sostenuta per la componente energetica acquistata ed effettivamente utilizzata nel secondo trimestre del 2023.

Il comma 4 ha attribuito alle imprese a forte consumo di gas naturale, di cui all'elenco per il 2023 pubblicato dalla CSEA, un credito d'imposta del 20% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas consumato nel secondo trimestre solare del 2023 per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici, qualora il prezzo di riferimento del gas naturale, calcolato come media riferita al primo trimestre del 2023 dei prezzi di riferimento del mercato infra-giornaliero (MI-GAS) pubblicati dal GSE, abbia subito un incremento superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019.

Il comma 5 ha riconosciuto alle imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale di cui al comma 4, un credito d'imposta del 20% della spesa sostenuta per l'acquisto del gas consumato nel secondo trimestre solare del 2023 per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici, qualora il prezzo di riferimento del gas naturale, calcolato come media riferita al primo trimestre del 2023 dei prezzi di riferimento del mercato infra-giornaliero (MI-GAS) pubblicati dal GSE, abbia subito un incremento superiore al 30% del corrispondente prezzo medio riferito allo stesso trimestre del 2019.

Il comma 6, ai fini della fruizione dei crediti d'imposta, nei casi in cui l'impresa destinataria del contributo si rifornisca, nel primo e nel secondo trimestre del 2023, di energia elettrica o di gas naturale dallo stesso venditore da cui si riforniva nel primo trimestre 2019, ha demandato al venditore il compito di inviare al proprio cliente, su sua richiesta, entro 60 giorni dalla scadenza del periodo per il quale spetta il credito d'imposta, una comunicazione nella quale sono riportati il calcolo dell'incremento di costo della componente energetica e l'ammontare del credito d'imposta spettante per il secondo trimestre del 2023. A questa Autorità è demandato il compito di provvedere alla definizione del contenuto della comunicazione e delle sanzioni applicabili in caso di mancata ottemperanza da parte del venditore.

Infine, l'art. 24, comma 5, ha istituito nello stato di previsione del MIMIT un Fondo con una dotazione di 2 milioni di euro per il 2023, finalizzato a sostenere le imprese a forte consumo di energia elettrica, di cui all'elenco pubblicato dalla CSEA (ai sensi del DM MISE del 21 dicembre 2017 della cui adozione è stata data comunicazione nella Gazzetta Ufficiale n. 300 del 27 dicembre 2017), localizzate nelle Regioni insulari e per le quali è istituito un Tavolo di crisi nazionale presso il Ministero.

Ci si sofferma ora sulla legge 13 giugno 2023, n. 68, che ha convertito in legge il decreto legge 14 aprile 2023, n. 39, recante "Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche", che ha istituito, presso la Presidenza del Consiglio dei ministri, una Cabina di regia per la crisi idrica con funzioni di indirizzo, coordinamento e monitoraggio per il contenimento e il contrasto della crisi idrica connessa alla drastica riduzione delle precipitazioni. L'art. 3 dello stesso provvedimento legislativo ha

previsto la nomina, con un successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, di un Commissario straordinario nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi al fenomeno della scarsità idrica, il quale resta in carica fino al 31 dicembre 2023 con possibilità di proroga al 31 dicembre 2024.

Giova evidenziare anche la legge 21 giugno 2023, n. 74, che ha convertito in legge il decreto legge 22 aprile 2023, n. 44, recante "Disposizioni urgenti per il rafforzamento della capacità amministrativa delle amministrazioni pubbliche" che, all'art. 23, comma 2-*bis*, ha previsto la costituzione, dal 1° gennaio 2024, di una nuova società per azioni, Acque del Sud, le cui azioni sono attribuite al Ministero dell'economia e delle finanze che può trasferirle, nel limite del 5% a soggetti pubblici e, nel limite del 30% a soggetti privati individuati come soci operativi e per la restante parte a società delle quali abbia il controllo. A decorrere dalla data di costituzione sono trasferite ad Acque del Sud le funzioni del soppresso Ente per lo Sviluppo dell'Irrigazione e la Trasformazione Fondiaria in Puglia Lucania ed Irpinia – EIPLI ed anche tutti i contratti di fornitura idrica, rinnovati entro i successivi 120 giorni con l'inserimento di una clausola di garanzia a prima richiesta a carico dell'utente. A questa Autorità è assegnato il compito di determinare la tariffa idrica da applicare agli utenti della nuova società.

Si evidenzia anche il comma 12 dell'art. 1 del medesimo provvedimento che autorizza questa Autorità ad avvalersi fino al 31 dicembre 2026 di un contingente di 15 unità di personale collocato fuori ruolo o in posizione di comando, distacco o altra analoga posizione prevista dagli ordinamenti di appartenenza, proveniente da amministrazioni pubbliche. La norma in questione precisa che il personale conserva il trattamento economico in godimento presso le amministrazioni di provenienza con oneri a carico delle stesse e che all'atto del collocamento fuori ruolo, è reso indisponibile nella dotazione organica dell'amministrazione di provenienza, per tutta la durata del collocamento fuori ruolo, un numero di posti equivalente dal punto di vista finanziario.

Ha generato talune criticità (cfr. segnalazione 6 luglio 2023, 308/2023//eel, in questo stesso Volume) l'approvazione dell'art. 36-*ter* del DL 4 maggio 2023, n. 48, recante "Misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro", che, al fine di salvaguardare il personale impiegato nei *contact center* per la gestione di attività connesse con il servizio di maggior tutela elettrico – servizio in fase di progressiva rimozione –, ha disposto l'inserimento della clausola sociale all'interno degli schemi delle procedure competitive per il passaggio dal mercato tutelato al mercato dei servizi a tutele gradualità. Tale clausola sociale prevede che, in caso di successione di imprese nel contratto di appalto con il medesimo committente e per la medesima attività di *contact center*, il rapporto di lavoro continui con l'appaltatore subentrante, in aderenza anche a quanto previsto dai contratti collettivi di lavoro.

Detto articolo è stato poi modificato dall'art. 14, comma 4, del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", che ha stabilito che gli esercenti il servizio di maggior tutela, alla data di entrata in vigore della disposizione, continuino ad avvalersi dei servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, fino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore.

Si cita ancora la legge 26 luglio 2023, n. 95, che ha convertito in legge il decreto legge 29 maggio 2023, n. 57, recante "Misure urgenti per gli enti territoriali, nonché per garantire la tempestiva attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza e per il settore energetico", e, in particolare gli artt. 3, in tema di realizzazione di nuova capacità di rigassificazione, e 3-bis, in ordine al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale. Nello specifico, il comma 1 del citato ultimo articolo ha assegnato a questa Autorità il compito di rideterminare, per il terzo trimestre 2023, le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica riconosciute ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute e la compensazione per la fornitura di gas naturale, sulla base del valore ISEE fino a 15.000 euro, nel limite di 110 milioni di euro per il 2023; il comma 2, al fine di contenere per il terzo trimestre 2023 gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale, ha disposto che l'Autorità mantenga azzerate, per lo stesso trimestre, le aliquote delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas, con oneri valutati in 175 milioni di euro per il 2023. Agli oneri derivanti (285 milioni di euro per il 2023) si provvede a valere sulle risorse disponibili relative al 2023 sul bilancio di CSEA derivanti da stanziamenti per il rafforzamento del *bonus* sociale elettrico e gas. I commi 4 e 5 del medesimo articolo hanno assoggettato all'IVA del 5% le somministrazioni di gas metano usato per combustione per usi civili e industriali contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di luglio, agosto e settembre 2023 e le forniture di servizi di teleriscaldamento nonché le somministrazioni di energia termica prodotta con gas metano in esecuzione di un contratto di servizio energia. Alla copertura degli oneri totali (489,31 milioni di euro per il 2023) si provvede mediante corrispondente utilizzo delle somme versate all'entrata del bilancio dello Stato da parte di CSEA entro il 31 luglio 2023 a valere sul conto di gestione relativo ai *bonus* sociali gas.

In merito alle alluvioni verificatisi a partire dal 1° maggio 2023, la legge 31 luglio 2023, n. 100, ha convertito in legge il decreto legge 1° giugno 2023, n. 61, recante "Interventi urgenti per fronteggiare l'emergenza provocata dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", che all'art. 1, comma 12, ha assegnato a questa Autorità il compito di disciplinare le modalità per la sospensione temporanea, non oltre sei mesi, nei territori colpiti dagli eccezionali eventi meteorologici, dei termini di pagamento delle fatture emesse o da emettere o degli avvisi di pagamento con scadenza nel predetto periodo, e dei termini di pagamento delle rate con scadenza nel predetto periodo o degli importi sospesi e non pagati, relativi all'energia elettrica, al gas, inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, all'acqua e ai rifiuti urbani. Ha altresì disposto che l'Autorità determini le misure di integrazione finanziaria a favore delle imprese distributrici di energia elettrica e gas naturale, degli esercenti la vendita, delle imprese fornitrici di gas diversi dal naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, dei gestori del servizio idrico integrato e degli esercenti il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, in modo da garantire l'equilibrio economico e finanziario delle gestioni coinvolte dagli eventi alluvionali verificatisi dal 1° maggio 2023, per i quali è stato dichiarato lo stato di emergenza con le delibere del Consiglio dei ministri del 4 maggio 2023, del 23 maggio 2023 e del 25 maggio 2023.

Di questo stesso provvedimento, si evidenziano anche: il comma 10 dell'art. 12 che attribuisce al Commissario straordinario, nominato ai sensi dell'art. 3 del decreto legge n. 39/2023, il compito di verificare lo stato di efficienza e manutenzione delle opere di drenaggio delle acque meteoriche realizzate sull'intero territorio nazionale; l'art. 20-*decies*, introdotto durante l'esame in sede referente, che reca varie disposizioni in materia di trattamento e trasporto dei materiali derivanti dall'evento calamitoso. In particolare, è prevista l'approvazione – da parte del Commissario straordinario, acquisita l'intesa delle Regioni interessate – di un piano per la gestione dei materiali derivanti dall'evento calamitoso e dagli interventi di ricostruzione, riparazione e ripristino e ne vengono individuate le finalità (commi 1 e 2). Sono altresì disciplinati: la classificazione delle macerie come rifiuti urbani (comma

3); la gestione dei resti di beni di interesse architettonico, artistico e storico (comma 4); la raccolta e il trasporto dei materiali (comma 5); la demolizione degli edifici di interesse architettonico, artistico e storico (comma 6); l'utilizzo di impianti mobili di selezione e recupero e le modalità di rendicontazione dei materiali gestiti (comma 7); gli obblighi per i gestori dei siti di deposito temporaneo (comma 8); la gestione dei rifiuti urbani indifferenziati prodotti nei luoghi adibiti all'assistenza alla popolazione (comma 9); l'art. 22, comma 1, che abroga le disposizioni contenute all'art. 5 del decreto legge n. 34/2023 volte a rideterminare la base imponibile ai fini del calcolo del contributo di solidarietà temporaneo per il 2023 dovuto dai soggetti che producono, importano, distribuiscono o vendono energia elettrica, gas naturale o prodotti petroliferi. Per effetto di tale abrogazione, concorrono alla determinazione del reddito complessivo relativo al periodo di imposta antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2023 e ai quattro periodi di imposta precedenti anche gli utilizzi di riserve del patrimonio netto accantonate in sospensione d'imposta o destinate alla copertura di vincoli fiscali.

Con riferimento alla legge 10 agosto 2023, n. 103, che ha convertito in legge il decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi derivanti da atti dell'Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano", si evidenzia l'art. 21 che, al comma 1, reca modifiche all'art. 30 della legge n. 99/2009 ("Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"). La lettera a) di detto comma sostituisce il comma 18, demandando all'Autorità il compito di definire i criteri e le modalità per l'assegnazione delle risorse interrompibili, da assegnare con procedure di gara a ribasso, sulla base dei criteri tecnici definiti da Terna, coerenti con le esigenze di immediatezza del servizio e nel rispetto dei principi di neutralità tecnologica, alle quali partecipano utenti finali e accumuli; la lettera b) abroga dal 1° gennaio 2024 il comma 19, che prevede che i clienti finali che prestano servizi di interrompibilità istantanea o di emergenza siano esentati, relativamente ai prelievi di energia elettrica nei siti che hanno contrattualizzato una potenza interrompibile non inferiore a 40 MW per sito e solo per la quota parte sottesa alla potenza interrompibile, dall'applicazione dei corrispettivi: per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento; a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema; a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva; a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico.

Il comma 2 della disposizione in esame riconosce a Terna, sulla base degli indirizzi del Ministro dell'ambiente e dei criteri e delle modalità definite da questa Autorità, la possibilità di implementare meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, anche tramite il ricorso a interruzioni istantanee dei carichi.

Il successivo art. 22 apporta modifiche al comma 4-bis, dell'art. 23 del decreto legislativo n. 164/2000 ("Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144"), stabilendo che le estensioni e i potenziamenti di reti e di impianti esistenti nei Comuni già metanizzati e le nuove costruzioni di reti e di impianti in Comuni da metanizzare appartenenti alla zona climatica F e classificati come territori montani, nonché nei Comuni che hanno presentato nei termini previsti la domanda di contributo relativamente al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, sono valutati, ai fini dell'analisi dei costi e dei benefici, tenendo conto delle esternalità positive in relazione al contributo degli interventi stessi al processo di decarbonizzazione, all'incremento del grado di efficienza e flessibilità delle reti e degli impianti stessi. L'Autorità, nel determinare le tariffe, dovrà tener conto dei maggiori costi di investimento nei suddetti Comuni, nonché della necessità di remunerare nei Comuni stessi interventi funzionali a garantire l'immissione in rete di gas da fonte rinnovabile.

L'art. 22-*bis*, comma 1, apporta modifiche al decreto legislativo n. 210/2021 ("Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento (UE) 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE"). Nel dettaglio, la lettera a) modifica l'art. 7 ("Diritto a cambiare fornitore"), precisando che il fornitore di energia elettrica può imporre ai propri clienti, singoli o aggregati, il pagamento di una somma di denaro in caso di recesso anticipato da un contratto di fornitura, purché esso sia congiuntamente a tempo determinato e a prezzo fisso, a condizione che tale onere sia stato indicato, in maniera espressa, chiara e agevolmente comprensibile, tanto nel documento informativo comunicato prima della stipula del contratto, quanto nel contratto stesso e sia stato specificamente approvato e sottoscritto dal cliente; la lettera b) modifica l'art. 18 ("Sviluppo di capacità di stoccaggio") che prevede una ricognizione da parte di Terna del fabbisogno di capacità di stoccaggio dell'energia elettrica e il suo approvvigionamento mediante l'assegnazione della stessa capacità di stoccaggio mediante aste concorrenziali, trasparenti, non discriminatorie, svolte dallo stesso gestore, abrogando le seguenti norme: nel caso in cui, a seguito di aste, non sia aggiudicato in tutto o in parte il fabbisogno di capacità necessaria, il gestore della rete di trasmissione nazionale sottopone all'approvazione del MASE un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti, previo parere favorevole dell'Autorità che verifica il ricorrere delle condizioni e delle modalità per lo sviluppo del sistema della capacità di stoccaggio da parte di Terna, nel caso in cui i soggetti terzi non abbiano manifestato interesse a sviluppare in tutto o in parte la capacità di stoccaggio necessaria.

L'art. 22-*ter* reca disposizioni per l'adeguamento alla comunicazione della Commissione dell'Unione europea recante disciplina in materia di aiuti di Stati a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022, abrogando il comma 2-*bis* dell'art. 38 ("Semplificazioni delle attività di realizzazione di infrastrutture energetiche e liberalizzazioni nel mercato del gas naturale") del DL n. 83/2012 ("Misure urgenti per la crescita del Paese") che poneva in capo a questa Autorità il compito di adeguare, entro il 12 dicembre 2012, il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo criteri volti a rendere più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale.

Si pone in evidenza anche la legge 9 ottobre 2023, n. 136, che ha convertito in legge il decreto legge 10 agosto 2023, n. 104, recante "Disposizioni urgenti a tutela degli utenti, in materia di attività economiche e finanziarie e investimenti strategici", che ha assegnato all'Autorità il compito di definire agevolazioni di natura tariffaria con riferimento alle fatture emesse o da emettere ovvero agli avvisi di pagamento riferiti ai mesi di maggio, giugno, luglio, agosto, settembre e ottobre 2023 a favore delle utenze di energia elettrica, gas inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate acqua e rifiuti che ne facciano richiesta e che dichiarino o abbiano dichiarato che l'utenza o fornitura è asservita a un'abitazione o una sede che sia risultata compromessa, sulla base dei criteri definiti dal Commissario straordinario per la ricostruzione, nella sua integrità funzionale in conseguenza degli eventi alluvionali verificatisi nel mese di maggio 2023. La stessa Autorità definisce anche le modalità per la copertura finanziaria delle agevolazioni stesse, attraverso specifiche componenti tariffarie, facendo ricorso, ove opportuno, a strumenti di tipo perequativo.

La legge 27 novembre 2023, n. 169, ha convertito in legge il decreto legge 29 settembre 2023, n. 131, recante "Misure urgenti in materia di energia, interventi per sostenere il potere di acquisto e a tutela del risparmio", che all'art. 1, comma 1, ha rinnovato all'Autorità il compito di aggiornare i valori dei *bonus* sociali elettrico e gas

applicabili nel quarto trimestre 2023, in modo che, per ciascuna tipologia di cliente coinvolto, i livelli obiettivo di riduzione della spesa attesa nello stesso trimestre siano quelli previsti, per l'energia elettrica, dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016, e, per il gas, dall'art. 3, comma 9, del DL n. 185/2008, ossia una riduzione pari al 30% della spesa per l'energia elettrica al lordo delle imposte e pari al 15% della spesa per il gas naturale al netto di tasse e imposte.

Al comma 2 del medesimo art. 1 è stato anche demandato all'Autorità il compito di presentare, entro il 31 maggio 2024, con riferimento all'anno 2023, la relazione di rendicontazione sull'effettivo utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale per l'anno in corso, con particolare riguardo alle disponibilità in conto residui trasferite alla CSEA, distinguendo nel dettaglio tra il comparto elettrico e il comparto del gas.

Il comma 3 dell'art. 1, al fine di contenere, per il quarto trimestre 2023, gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore del gas naturale, ha assegnato all'Autorità il compito di mantenere azzerate le aliquote delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema per il settore del gas. Con lo stesso provvedimento, ai commi 5 e 6 dell'art. 1, si è stabilito l'assoggettamento all'IVA agevolata del 5% delle forniture di gas metano destinato alla combustione per usi civili e per usi industriali, contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi dei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, e di quelle di teleriscaldamento e di energia termica prodotta con gas metano in esecuzione di un contratto di servizio energia.

Il comma 8 sempre dell'art. 1 ha poi sostituito l'art. 3 del DL n. 34/2023 ("Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali"), riconoscendo così ai clienti domestici titolari di *bonus* sociale elettrico, per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, un contributo straordinario, crescente con il numero di componenti del nucleo familiare secondo le tipologie già previste per lo stesso *bonus* sociale. L'Autorità è tenuta a definire la misura del contributo ripartendo nei tre mesi l'onere complessivo in base ai consumi attesi.

Infine, l'art. 3 del provvedimento in analisi ha riformato il regime di agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

La legge 27 novembre 2023, n. 170, ha convertito in legge il decreto legge 29 settembre 2023, n. 132, recante "Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini normativi e versamenti fiscali", che all'art. 7-ter reca disposizioni per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, consentendo ai gestori degli impianti di generazione di energia elettrica alimentati a carbone con potenza termica nominale superiore a 300 MW, che hanno usufruito delle deroghe necessarie per il pieno utilizzo degli impianti e che, in considerazione del divieto di importazione del carbone russo, non riescono a reperire sul mercato carbone di qualità tale da garantire l'osservanza dei valori limite delle emissioni, di usufruire di ulteriori deroghe a condizione che:

- a) gli impianti siano inseriti da Terna nell'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico;
- b) Terna dichiari che un'eventuale indisponibilità non programmata degli stessi impianti comporterebbe il rischio elevato del mancato rispetto degli standard di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico;
- c) la deroga sia limitata a quanto necessario per consentire il rispetto degli standard di sicurezza dell'esercizio del sistema elettrico.

La legge 15 dicembre 2023, n. 191, ha convertito in legge il decreto legge 18 ottobre 2023, n. 145, recante "Misure urgenti in materia economica e fiscale, in favore degli enti territoriali, a tutela del lavoro e per esigenze indifferibili", del quale si segnala, in particolare, l'art. 8 che proroga i termini per la restituzione del gas stoccato dal GSE ai sensi dell'art. 5-bis del decreto legge 17 maggio 2022, n. 50. Nel dettaglio, il comma 1 modifica l'art. 5-bis ("Disposizioni per accelerare lo stoccaggio di gas naturale") del DL n. 50/2022, prorogando al 15 ottobre 2024 il termine per vendere il gas stoccato e al 10 dicembre 2024 il termine per la restituzione del prestito da parte del GSE.

Con l'approvazione della legge 30 dicembre 2023, n. 214, "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022", si è stabilito, all'art. 1, lettera a), che sia l'impresa maggiore di trasporto del gas naturale (e non più il gestore) a trasmettere a questa Autorità e al MIMIT ogni due anni (e non più annualmente) il Piano decennale di sviluppo della rete, anche tenendo conto degli interventi degli altri gestori della rete.

La lettera b) del medesimo articolo prevede che Terna predisponga ogni due anni un Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale elettrica e lo presenti entro il 31 gennaio di ogni biennio, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'Autorità; sarà il Ministero dell'ambiente (e non più il MIMIT) ad approvare il Piano entro 18 mesi dalla presentazione, previo parere delle Regioni e delle Province autonome territorialmente interessate dagli interventi e delle valutazioni della stessa Autorità.

L'art. 2, comma 1, incarica il Ministero dell'ambiente, in collaborazione con questa Autorità, di promuovere campagne informative e programmi di formazione in favore di imprese e consumatori sulle potenzialità dei contatori intelligenti di seconda generazione, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il comma 2 assegna all'Autorità il compito di disciplinare gli obblighi in capo alle imprese distributrici di assicurare l'informazione dei clienti circa le funzionalità dei contatori intelligenti, assicurandone la piena interoperabilità con i sistemi di gestione dell'energia dei clienti finali e con le reti intelligenti.

Il comma 3 modifica l'art. 9 ("Misurazione e fatturazione dei consumi energetici") del decreto legislativo n. 102/2014 ("Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica"), affidando ad Acquirente unico, in qualità di gestore del Sistema informativo integrato (SII), su richiesta del cliente finale o di un soggetto terzo da questi designato formalmente, di mettere a disposizione, per il tramite del Portale Consumi, i dati del contatore di fornitura relativi all'immissione, al prelievo di energia elettrica e al prelievo del gas naturale allo stesso cliente finale. Stabilisce, inoltre, che le attività funzionali per l'attivazione dei servizi abilitanti dal canale di comunicazione, dal misuratore verso il corrispondente di dispositivo di utenza, siano centralizzate tramite Acquirente unico. Quest'ultimo predisporrà un registro informatico recante l'elencazione dei soggetti terzi che accedono ai dati del cliente finale. Il registro renderà disponibili, a titolo gratuito, ai clienti finali ogni informazione concernente gli accessi ai dati da parte dei soggetti terzi, compresa la cronologia degli stessi e la tipologia di dati consultati. All'Autorità è assegnato il compito di definire i criteri e le modalità in base ai quali i costi sostenuti da Acquirente unico sono posti a carico dei soggetti terzi fornitori dei servizi.

L'art. 3, lettera a), introduce la definizione di infrastruttura di *cold ironing*, intesa come l'insieme di strutture, opere e impianti realizzato sulla terraferma necessario all'erogazione di energia elettrica alle navi ormeggiate in porto e qualifica l'erogazione di energia elettrica da impianti di terra alle navi ormeggiate in porto come un servizio di

interesse economico generale fornito dal gestore dell'infrastruttura di *cold ironing*, individuato dall'autorità competente nelle forme e secondo le modalità previste dalla normativa vigente. Identifica il gestore dell'infrastruttura come: a) un cliente finale, ai fini della regolazione delle partite di energia elettrica prelevata dalla rete pubblica o dal sistema di distribuzione chiuso a cui tale infrastruttura è connessa; b) un consumatore finale dell'energia elettrica.

La lettera b) del medesimo articolo assegna all'Autorità la funzione di determinare uno sconto sulle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, applicabile ai punti di prelievo dell'energia elettrica che alimentano le infrastrutture di *cold ironing*. Lo sconto è previsto per un periodo di tempo proporzionato alla finalità di favorire la riduzione dell'inquinamento ambientale nelle aree portuali mediante la diffusione delle tecnologie elettriche. I benefici relativi all'applicazione dello sconto sulle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema e di un'aliquota di accisa ridotta saranno trasferiti agli utilizzatori finali del servizio dai gestori delle infrastrutture di *cold ironing*, i quali garantiranno condizioni di accesso e di fornitura eque e non discriminatorie.

L'art. 9 dispone che l'inclusione e la permanenza nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali, relativo anche alla vendita di gas naturale liquefatto attraverso autocisterne e di gas naturale a mezzo di carri bombolai, nonché di biogas, costituiscono la condizione necessaria per lo svolgimento delle attività di vendita di gas naturale ai clienti finali. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta di questa Autorità, sentita l'Autorità garante per il mercato e la concorrenza, definisce le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'elenco. Il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica disciplina, altresì, un procedimento speciale per l'eventuale esclusione motivata degli iscritti dall'elenco che tenga conto anche delle violazioni e delle condotte irregolari poste in essere nell'attività di vendita del gas, accertate e sanzionate dalle autorità competenti.

Il comma 2 dell'art. 9 integra poi l'art. 51 ("Requisiti formali per i contratti a distanza"), comma 6, del Codice del consumo, stabilendo che, quando un contratto a distanza è concluso telefonicamente, il consenso non è valido se il consumatore non ha preliminarmente confermato la ricezione del documento contenente tutte le condizioni contrattuali, trasmesse su supporto cartaceo o altro supporto durevole disponibile e accessibile.

Di notevole rilievo anche il decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, recante "Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023", convertito dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, il quale all'art. 1 ha introdotto talune misure per promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori soggetti al rischio di delocalizzazione attraverso la cessione dell'energia rinnovabile a prezzi equi ai clienti finali energivori. Nel dettaglio, il comma 1 ha previsto che, fino al 31 dicembre 2030, nel caso di più istanze concorrenti per la concessione della stessa superficie, gli enti concedenti attribuiscono una preferenza ai progetti di impianti fotovoltaici o eolici volti a soddisfare il fabbisogno energetico dei soggetti iscritti nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso CSEA, ai fini dell'individuazione del concessionario.

Il comma 2 ha affidato al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica la definizione di un meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili alle imprese a forte consumo di energia, secondo determinati criteri.

Si è stabilita poi, in particolare, la restituzione dell'energia elettrica rinnovabile e delle relative garanzie di origine oggetto di anticipazione che avviene sulla base di contratti per differenza stipulati tra l'impresa e il GSE, in presenza di specifiche condizioni. L'Autorità (comma 3) è tenuta a individuare le modalità per la copertura degli oneri derivanti dall'anticipazione dell'energia nella disponibilità del GSE, nonché le modalità di riconoscimento e di copertura degli eventuali oneri derivanti (ex lettera m), comma 2), a valere sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico destinata al sostegno delle fonti rinnovabili di energia. Il GSE può accedere al SII per le finalità previste ai citati commi 1 e 2.

Il comma 4-*bis* ha riconosciuto ai titolari dei contratti per differenza stipulati con il GSE ai sensi del DM n. 341/2022 (c.d. "DM electricity release"), che non implicano lo scambio fisico di energia elettrica, la facoltà di recedere senza l'applicazione di penali e senza la regolazione delle differenze tra il prezzo di allocazione ed il prezzo medio di riferimento zonale maturati durante il periodo di vigenza contrattuale. Tali modalità si applicano anche in caso di recesso già esercitato alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto.

L'art. 2, al comma 1, ha sostituito l'art. 16 ("Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi") del DL n. 17/2022. Il comma 1 del nuovo art. 16 stabilisce, dunque che, entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione, il GSE avvii, su direttiva del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale a prezzi ragionevoli mediante invito, al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

Questa Autorità deve individuare le modalità con le quali la differenza, definita in esito a ciascuna procedura di allocazione, tra i proventi di aggiudicazione e il relativo costo riconosciuto dal GSE, è destinata alla riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione a favore dei clienti finali ammessi alla specifica procedura. Nel determinare l'entità di tale riduzione, l'Autorità applica un criterio *pro quota* tra i clienti finali in ragione delle quantità offerte dagli stessi nell'ambito della specifica procedura (comma 9 del nuovo art. 16). La quantità di diritti oggetto dei contratti di acquisto di lungo termine per i diritti sul gas è rideterminata al 31 gennaio di ogni anno sulla base delle effettive produzioni nel corso dell'anno precedente (comma 11 del nuovo art. 16).

Il comma 2 dell'art. 2 in esame stabilisce che le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto *on-shore*, nonché le connesse infrastrutture, per le quali, alla data di entrata in vigore del decreto sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione, costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, in considerazione della necessità di incrementare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale e delle esigenze di sicurezza energetica nazionale.

Il comma 2-*bis* apporta modifiche alla disciplina istitutiva del Fondo finalizzato a coprire i ricavi per il servizio di rigassificazione e di acquisto o realizzazione degli impianti di rigassificazione *off-shore* (art. 5, comma 8, del DL n. 50/2022, c.d. "DL Aiuti"), prevedendo che la quota dei ricavi sia inclusiva non di tutto il costo di acquisto e/o realizzazione degli impianti, ma dei costi di capitale per l'acquisto e/o la realizzazione degli impianti stessi. L'eventuale importo residuo del Fondo è destinato a finanziare i fattori di copertura dei ricavi del servizio di rigassificazione previsti dalla vigente regolazione tariffaria, a beneficio degli utenti e dei consumatori. Rinvia a un decreto del Ministero dell'economia e delle finanze di concerto con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza

energetica, sentita l'Autorità, la definizione dei criteri di accesso e delle modalità di impiego del Fondo, la cui gestione è affidata a CSEA che verifica gli importi da riconoscere e prevede l'erogazione delle relative risorse sulla base dei criteri definiti con il decreto attuativo, provvedendovi a invarianza di spesa.

Il comma 2-ter apporta modifiche alla legge n. 118/2022 ("Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021"), prevedendo che, in sede di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, le condizioni economiche offerte da ciascun concorrente contengano anche l'effettuazione di interventi di efficienza energetica, realizzabili nell'ambito territoriale minimo di riferimento per conseguire risparmi di energia addizionali rispetto agli obiettivi annuali definiti dal decreto legislativo n. 164/2000. Qualora le imprese di distribuzione del gas agiudicatrici non conseguano la quota addizionale di risparmio energetico che si sono impegnate a conseguire in sede di gara, sono tenute a versare agli enti locali appartenenti all'ambito territoriale interessato il contributo tariffario determinato dal regolatore nazionale per la remunerazione degli interventi di efficientamento energetico con l'applicazione di una maggiorazione, a titolo di penale, commisurata alla quantità di energia non risparmiata per singola annualità. Il contributo tariffario è versato agli enti locali appartenenti all'ambito, in luogo dell'effettuazione degli interventi di efficientamento energetico, nelle more della definizione di apposite procedure operative per la valutazione e la certificazione dei risparmi associati agli interventi stessi. Le modalità per la definizione delle procedure operative sono stabilite in sede di aggiornamento del regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale (DM n. 226/2011).

L'art. 4-ter, comma 4, demanda all'Autorità il compito di disciplinare, su proposta del GSE, le modalità per la graduale fuoriuscita, a decorrere dal 31 dicembre 2024, degli impianti in esercizio operanti lo scambio sul posto, in attuazione della disposizione di cui all'art. 9 del decreto legislativo n. 199/2021. Tale norma prevede che il meccanismo incentivante dello scambio sul posto sia soppresso decorsi 90 giorni dall'entrata in vigore dei decreti ministeriali attuativi dei nuovi incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (non ancora adottati) e nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo tale data potranno accedere ai nuovi meccanismi incentivanti, ovvero al ritiro dedicato dell'energia. A tal fine, l'Autorità dovrà considerare i seguenti principi:

- a) priorità di uscita dal servizio degli impianti aventi maggiore potenza e anteriorità della data di entrata in esercizio, nonché di quelli incentivati in conto esercizio dallo stesso GSE. Le convenzioni di scambio sul posto in essere alla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto non possono, in ogni caso, essere rinnovate per un periodo superiore a 15 anni decorrenti dalla data di prima sottoscrizione delle convenzioni stesse;
- b) applicazione delle modalità di ritiro dell'energia elettrica previste dal decreto legislativo n. 387/2003 ("Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità") anche per periodi non inferiori a 5 anni, a meno di esplicita diversa indicazione in merito ad altre forme di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete (il decreto legislativo n. 387/2003 ha previsto che l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di qualsiasi potenza alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica ad acqua fluente, sia ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete alla quale l'impianto è collegato. ARERA ha il compito di determinare le modalità per il ritiro dell'energia elettrica, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato).

Il comma 5 prevede che, per garantire maggiore prevedibilità e semplificare la gestione nell'erogazione dei corrispettivi relativi al ritiro dedicato dell'energia elettrica, il GSE eroghi agli impianti con potenza non superiore a 20 kW, a decorrere dal 2024, corrispettivi su base semestrale, determinati in funzione di prezzi medi di mercato

definiti anche per periodi pluriennali dall'Autorità, su proposta del GSE, differenziati per tecnologia, fonte di alimentazione e data di entrata in esercizio, per tener conto dei differenti livelli di costo e dei profili di produzione degli impianti.

Il comma 6 assegna sempre a questa Autorità il compito di definire, con propri provvedimenti da adottare entro 180 giorni dall'entrata in vigore della norma, le modalità di contrattualizzazione del servizio di ritiro dedicato anche per periodi non inferiori a 5 anni, su base volontaria per tutti gli impianti di produzione aventi diritto al servizio.

L'art. 4-*septies* ("Modalità innovative per il supporto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili") inserisce l'art. 7-*bis* ("Disciplina del regime incentivante gli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili") nel decreto legislativo n. 199/2021 ("Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili"). Il nuovo articolo demanda ad uno o più decreti del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentite l'Autorità e la Conferenza unificata, la definizione delle modalità per l'implementazione di un meccanismo, alternativo a quelli già disciplinati dagli artt. 6 ("Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso") e 7 ("Regolamentazione delle tariffe per piccoli impianti") del decreto legislativo n. 199/2021, finalizzato alla promozione di investimenti in capacità di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, nel rispetto di precisati criteri.

L'art. 4-*octies* incrementa di 150 milioni di euro annui, a decorrere dal 2025, l'ammontare della misura massima della parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di gas serra destinata al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale.

L'art. 5 ("Misure per il contributo alla flessibilità del sistema elettrico da parte degli impianti non abilitati alimentati da bioliquidi sostenibili") istituisce al comma 1 un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni individuati dagli artt. 40 ("Norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere") e 42 ("Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa") del decreto legislativo n. 199/2021 ("Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili") e i cui impianti siano già in esercizio alla data di entrata in vigore del decreto. Lo stesso articolo precisa che il meccanismo tiene conto, tra l'altro, delle specificità, anche in termini di numero minimo di ore di funzionamento degli impianti, della logistica, dell'approvvigionamento, dello stoccaggio e della gestione dell'energia primaria, delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione, nonché delle esigenze di mantenimento efficiente degli impianti stessi, per quanto necessario ad assicurare il contributo degli stessi alla flessibilità del sistema elettrico. Entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, con decreto del Ministro dell'ambiente, su proposta di questa Autorità, sono stabiliti i criteri, le modalità e le condizioni per l'attuazione, da parte di Terna, del meccanismo, nonché definiti i relativi schemi di contratto tipo.

Il comma 2 prevede l'applicazione dei prezzi minimi garantiti definiti sulla base dei criteri individuati dal comma 8 dell'art. 24 ("Meccanismi di incentivazione") del decreto legislativo n. 28/2011 ("Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abroga-

zione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”), agli impianti a bioliquidi sostenibili che rispettino i requisiti e le condizioni individuati dai già citati artt. 40 e 42 del decreto legislativo n. 199/2021, a partire dalla data di entrata in vigore del decreto fino alla data di entrata in operatività del meccanismo e comunque non oltre il 31 dicembre 2025.

L’art. 9 (“Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica”), al comma 1, demanda a Terna l’istituzione di un portale digitale, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto, al fine di garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo di energia. Possono accedere al portale digitale il Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, il MIC, questa Autorità, le Regioni e le Province autonome, nonché gli operatori economici interessati allo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e da fonti non rinnovabili, dei sistemi di accumulo e degli impianti di consumo.

L’Autorità, su proposta di Terna, definisce le modalità di funzionamento del portale digitale e di copertura dei costi sostenuti, nonché la definizione delle modalità di accesso ai contenuti dello stesso.

L’art. 10, comma 1, destina 96.718.200 euro per il 2023 all’attuazione dei progetti di cui all’allegato 1 al decreto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica n. 435/2022, non finanziati a valere sulle risorse di cui all’investimento 3.1, M2C3, del PNRR, al fine di favorire la realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento efficiente o l’ammodernamento di quelli esistenti.

L’articolo 11 (“Misure urgenti in materia di infrastrutture per il *decommissioning* e la gestione dei rifiuti radioattivi”) apporta alcune modifiche al decreto legislativo n. 31/2010 (“Disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché benefici economici a norma dell’articolo 25 della legge 23 luglio 2009, n. 99”) sulla disciplina per l’individuazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi da realizzare nell’ambito del Parco tecnologico.

L’art. 14 (“Disposizioni urgenti in materia di procedure competitive e di tutela dei clienti domestici nel mercato al dettaglio dell’energia elettrica”), al comma 1, affida al Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica il compito di promuovere tramite Acquirente unico e per un periodo non superiore a 12 mesi specifiche campagne per assicurare un’adeguata informazione dei clienti domestici, inclusi quelli qualificabili come vulnerabili, in merito alle conseguenze derivanti dalla cessazione del servizio di maggior tutela e dall’avvio del servizio a tutele gradualmente.

Il comma 2 traferisce, a decorrere dal 1° gennaio 2024, allo stato di previsione del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, il Fondo alimentato dai proventi delle sanzioni irrogate da questa Autorità per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato per assicurare un’elevato coordinamento delle politiche e delle azioni a tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato.

Il comma 3 apporta modifiche all’art. 11 (“Clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica”) del decreto legislativo n. 210/2021 in materia di fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili: la lettera a) disciplina il servizio di vulnerabilità prevedendo che, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela per il settore

elettrico, i clienti vulnerabili hanno diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, secondo le condizioni disciplinate da questa Autorità e a un prezzo che riflette il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializzazione del servizio stesso, determinati sulla base di criteri di mercato. Affida ad Acquirente unico il compito di svolgere, secondo modalità stabilite dalla stessa Autorità e basate su criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso per la successiva cessione agli esercenti il servizio di vulnerabilità. Tale servizio è esercito da fornitori iscritti nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica al dettaglio (decreto ministeriale 25 agosto 2022, n. 164) e individuati mediante procedure competitive svolte da Acquirente unico secondo le modalità definite dalla successiva lettera b) che stabilisce che l'Autorità delinea il servizio di vulnerabilità, fissando:

- a) la limitazione del servizio alla sola fornitura di energia elettrica;
- b) l'assegnazione del servizio, per una durata non superiore a quattro anni, mediante procedure competitive relative ad aree territoriali omogenee nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, massima partecipazione e non discriminazione;
- c) l'entità del corrispettivo massimo di assegnazione del servizio, tenuto conto di quanto previsto dalla lettera e-bis);
- d) l'obbligo per ciascun fornitore di svolgere l'attività relativa al servizio di vulnerabilità in maniera separata rispetto a ogni altra attività;
- e) il divieto per il fornitore di utilizzare:
 - 1) il canale di commercializzazione del servizio di vulnerabilità per promuovere offerte sul mercato;
 - 2) i dati e le informazioni acquisite nello svolgimento del servizio di vulnerabilità per attività diverse da quella di commercializzazione del servizio stesso;
 - 3) per l'esercizio del servizio di vulnerabilità, lo stesso marchio con cui svolge attività al di fuori del servizio medesimo;

e-bis) che, al momento della presentazione dell'istanza di partecipazione alla procedura competitiva, i soggetti interessati possono manifestare la volontà di avvalersi dell'azienda o del ramo d'azienda degli esercenti il servizio, ovvero di subentrare nei rapporti giuridici dei quali gli stessi sono titolari al momento della cessazione del servizio stesso, correlati allo stesso servizio, sulla base delle informazioni relative all'azienda, al ramo di azienda e ai relativi rapporti giuridici, messe a disposizione dei soggetti interessati stessi, con congruo anticipo rispetto allo svolgimento delle procedure di cui alla lettera b) del comma, secondo modalità, anche in relazione alla rappresentazione di dette informazioni, stabilite dall'Autorità in coerenza con quanto previsto dal comma 4-*bis*, art. 14 del decreto;

e-ter) che si tenga conto della manifestazione di volontà di cui alla lettera e-*bis)* del comma e del conseguente minor reintegro dei costi da riconoscere agli esercenti il servizio previsti dall'art. 1, comma 2, del DM n. 73/2007 ("Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia"), ai fini dell'individuazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa, per ciascuna area, sulla base di criteri determinati dall'Autorità;

e-quater) che i soggetti che esprimono la manifestazione di volontà prevista dalla lettera e-*bis)* siano tenuti a presentare offerte per un insieme minimo di aree non inferiore a quello stabilito dall'Autorità in coerenza con l'oggetto della manifestazione stessa.

In caso di mancata aggiudicazione del servizio di vulnerabilità all'esito delle procedure competitive, Acquirente unico provvede a indire una nuova procedura entro sei mesi dalla conclusione della precedente.

Il comma 4 modifica l'art. 36-*ter* del già menzionato decreto legge n. 48/2023 (c.d. "DL Lavoro"), stabilendo che gli esercenti il servizio di maggior tutela, alla data di entrata in vigore della disposizione, continuano ad avvalersi

dei servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, fino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore.

Il comma 4-*bis* stabilisce che, entro 3 mesi dal trasferimento dei punti di consegna dei clienti finali domestici non vulnerabili verso il servizio a tutele graduali e, successivamente, entro 3 mesi dal trasferimento dei punti di consegna dei clienti finali vulnerabili verso il servizio di vulnerabilità, gli esercenti il servizio di tutela presentano all’Autorità una relazione che indica i costi sostenuti a decorrere dal 1° aprile 2023, direttamente imputabili al servizio stesso e non recuperabili. L’Autorità, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, disciplinerà i termini e le modalità per la presentazione della relazione di cui al primo periodo. Precisa che tra i costi di cui al primo periodo sono compresi quelli relativi al personale, anche non dipendente, impiegato in via esclusiva per la gestione commerciale pregressa del servizio vulnerabilità, eventualmente anche oggetto di procedure di stabilizzazione nel corso del processo di progressiva apertura del mercato ai sensi della legge 4 agosto 2017, n. 124 (“Legge annuale per il mercato e la concorrenza”), in modo da tenere conto degli esiti delle procedure competitive per l’affidamento dei servizi di cui al primo periodo del comma e dell’esigenza di evitare sovracompenzazioni. I costi di cui al primo periodo sono riconosciuti dall’Autorità entro 90 giorni dalla presentazione della relazione e sono posti a carico degli utenti del sistema elettrico.

Il comma 5 stabilisce che l’autorizzazione all’addebito diretto sui conti di pagamento o su strumenti di pagamento, rilasciata dal cliente domestico per il pagamento delle fatture per la fornitura di energia elettrica, si intende automaticamente rinnovata, fatta salva la facoltà di revoca da parte del cliente stesso, anche per il pagamento delle fatture emesse dall’esercente il servizio a tutele graduali o dall’esercente il servizio di vulnerabilità. L’Autorità definisce con proprio provvedimento, adottato d’intesa con la Banca d’Italia e sentito il Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, le condizioni e i termini per l’attuazione delle suddette disposizioni.

Il comma 5-*bis* prevede che gli esercenti il servizio di maggior tutela sono tenuti a mettere a disposizione degli esercenti il servizio a tutele graduali ovvero degli esercenti il servizio di vulnerabilità, ogni informazione necessaria per procedere all’addebito diretto sul conto di pagamento o sullo strumento di pagamento del cliente domestico. Precisa che gli esercenti il servizio a tutele graduali ovvero gli esercenti il servizio di vulnerabilità informano i rispettivi clienti in merito al subentro nella posizione di soggetto creditore autorizzato all’addebito diretto in anticipo rispetto all’effettuazione della prima disposizione di addebito diretto. Prevede l’applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 11/2010, fermo restando il diritto di revoca da parte del cliente.

Il comma 6 affida all’Autorità il compito di adottare i provvedimenti di competenza necessari per assicurare uno svolgimento delle procedure competitive per l’aggiudicazione del servizio a tutele graduali, assegnando un termine non inferiore a 30 giorni dall’entrata in vigore del decreto e, comunque, non oltre il 10 gennaio 2024, per la presentazione delle offerte da parte degli operatori economici, per garantire un’adeguata informazione preventiva dell’utenza domestica, anche mediante le campagne informative, nonché la più ampia partecipazione degli operatori economici alle predette procedure.

Il comma 7 demanda a Acquirente unico il compito di effettuare, secondo criteri e modalità definiti dall’Autorità, sentite le associazioni dei consumatori maggiormente rappresentative, specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successi-

vamente alla conclusione delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli esercenti il servizio a tutele graduali. Gli esiti delle attività sono contenuti in una relazione trasmessa da questa Autorità alle Commissioni parlamentari, competenti per materia, entro il 31 marzo 2025 e successivamente con cadenza annuale.

Il comma 7-*bis* apporta modifiche all'art. 1, comma 61, della legge annuale per il mercato e la concorrenza (legge n. 124/2017):

- a) prevedendo che la trasmissione delle offerte da parte degli operatori per la loro pubblicazione nel Portale delle offerte debba essere effettuata tempestivamente;
- b) istituendo presso l'Autorità un comitato tecnico consultivo con funzioni di confronto e raccordo delle istanze dei diversi portatori di interesse, concernenti le problematiche di mercato emerse e i contenuti inseriti o da inserire nel portale informatico;
- c) precisando che il comitato tecnico consultivo è convocato senza indugio dall'Autorità su istanza motivata di almeno uno dei suoi componenti.

L'art. 14-*ter* ("Modifiche all'articolo 2 del decreto legge 29 dicembre 2016, n. 243, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 18, concernenti l'integrazione dei poteri del Commissario unico per la realizzazione degli interventi in materia di acque reflue urbane") modifica l'art. 2 ("Procedure di infrazione europee n. 2004/2034 e n. 2009/2034 per la realizzazione e l'adeguamento dei sistemi di collettamento, fognatura e depurazione") del DL n. 243/2016:

- a) sostituisce il comma 11, stabilendo che il Commissario unico per la realizzazione degli interventi di collettamento, fognatura e depurazione delle acque reflue urbane opera in deroga ad ogni disposizione di legge diversa da quella penale, fatto salvo il rispetto delle disposizioni del codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione, nonché dei vincoli inderogabili derivanti dall'appartenenza all'Unione europea. Precisa che al Commissario si applicano i commi 2-*ter*, 4, 5 e 6 dell'art. 10 ("Misure straordinarie per accelerare l'utilizzo delle risorse e l'esecuzione degli interventi urgenti e prioritari per la mitigazione del rischio idrogeologico nel territorio nazionale e per lo svolgimento delle indagini sui terreni della Regione Campania destinati all'agricoltura") del DL n. 91/2014 (c.d. "DL Competitività");
- b) aggiunge il comma 11-*bis*, affidando la competenza alla Commissione tecnica PNRR-PNIEC, di cui al comma 2-*bis* dell'art. 8 ("Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS") del Testo unico Ambiente - TUA, ove siano necessari provvedimenti di valutazione di impatto ambientale o di verifica di assoggettabilità. Precisa che ai relativi procedimenti si applicano le disposizioni di semplificazione e accelerazione previste dal TUA.

Il comma 2 apporta modifiche all'art. 99 ("*Riutilizzo dell'acqua*") del TUA, rinviando ad un DPR che stabilisce i criteri, le modalità e le condizioni per il riutilizzo delle acque reflue.

L'art. 14-*quater* ("Disposizioni urgenti per la valorizzazione energetica e la gestione del ciclo dei rifiuti nella Regione siciliana") rinvia ad un DPCM, da adottare entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto, la nomina del Presidente della Regione siciliana come Commissario straordinario. Precisa che la durata dell'incarico è di due anni e può essere prorogata o rinnovata. Il Commissario straordinario:

- a) adotta il Piano regionale di gestione dei rifiuti di cui all'art. 199 ("Piani regionali") del TUA, finalizzato a realizzare la chiusura del ciclo dei rifiuti nella Regione, comprendendovi a tal fine, valutato il reale fabbisogno, la

- realizzazione e la localizzazione di nuovi impianti di termovalorizzazione di rifiuti il cui processo di combustione garantisca un elevato livello di recupero energetico;
- b) approva i progetti di nuovi impianti pubblici per la gestione dei rifiuti, compresi gli impianti per il recupero energetico;
- c) assicura la realizzazione degli impianti di cui alla lettera b), mediante procedure ad evidenza pubblica nel rispetto della normativa vigente.

L'art. 19, tra l'altro, al comma 2, abroga l'art. 33-ter ("Riforma del sistema di riscossione degli oneri generali di sistema") del DL n. 77/2021 che affidava a un decreto MEF/MASE, su proposta dell'Autoirtà, la rideterminazione delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema, prevedendo che, anche avvalendosi di un soggetto terzo con caratteristiche di terzietà e indipendenza, le partite finanziarie relative agli oneri potessero essere destinate alla CSEA senza entrare nella disponibilità dei venditori.

Con riferimento alla legge 30 dicembre 2023, n. 213, recante "Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2024 e bilancio pluriennale per il triennio 2024-2026", si sottolinea l'art. 1, comma 14 ("Contributo straordinario per il primo trimestre 2024 ai titolari di *bonus* sociale elettrico"), che riconosce per i mesi di gennaio, febbraio e marzo 2024 il contributo straordinario già previsto dall'art. 3 ("Contributo in quota fissa in caso di prezzi del gas elevati") del DL n. 34/2023 (c.d. "DL Aiuti-*quinquies*") per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023 e con le stesse modalità, ai clienti domestici titolari di *bonus* sociale elettrico. A tal fine autorizza la spesa di 200 milioni di euro per il 2024.

Il successivo comma 259 abilita SACE a rilasciare, fino al 31 dicembre 2029, garanzie connesse a investimenti nei settori delle infrastrutture, anche a carattere sociale, dei servizi pubblici locali, dell'industria e ai processi di transizione verso un'economia pulita e circolare e la mobilità sostenibile, l'adattamento ai cambiamenti climatici e la mitigazione dei loro effetti, la sostenibilità e la resilienza ambientale o climatica e l'innovazione industriale, tecnologica e digitale delle imprese, al fine di sostenere investimenti infrastrutturali e produttivi realizzati in Italia, anche in ambiti caratterizzati da condizioni di parziale fallimento di mercato e di livelli sub-ottimali di investimento, connessi alla elevata rischiosità anche associata a esposizioni di medio-lungo periodo, all'uso di tecnologie innovative o alla limitata offerta di prodotti finanziari.

Il comma 271 prevede la stipula di un'apposita convenzione tra l'Autorità, la CSEA e SACE, ai fini del coordinamento con il piano di attività di cui al comma 261 di questa stessa legge e al fine di assicurare il coordinamento e l'efficace attuazione degli interventi in garanzia a supporto di investimenti per il potenziamento delle infrastrutture idriche, comprese le reti di fognatura e depurazione, in tutto il territorio nazionale e per la tutela della risorsa idrica e dell'ambiente, avente ad oggetto la disciplina dei criteri di individuazione degli investimenti ritenuti prioritari ovvero eleggibili alla fruizione delle garanzie di cui ai commi da 259 a 271, ovvero di quelle di cui al Fondo di garanzia delle opere idriche, delle modalità di comunicazione e informativa, riguardante i predetti interventi, al MEF e delle procedure operative inerenti alle attività di originazione, di istruttoria, gestione, indennizzo e recupero delle predette garanzie. Precisa che, ai fini della definizione dei criteri di individuazione degli investimenti ritenuti prioritari ovvero eleggibili alla fruizione delle garanzie di cui al primo periodo, si tiene conto anche dei criteri adottati per la definizione del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico. Stabilisce, infine, che agli oneri derivanti dallo svolgimento delle attività disciplinate dalla convenzione si provvede a valere sulle disponibilità del Fondo di garanzia delle opere idriche, nel limite delle risorse destinate alla copertura dei costi di gestione dello stesso.

Il comma 416 proroga al 31 dicembre 2024 le esenzioni in favore delle utenze localizzate nelle c.d. "zone rosse", istituite con ordinanze sindacali nei Comuni di Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria compresi nel cratere sismico 2016/2017.

Il comma 417 proroga al 31 dicembre 2024, per i titolari di utenze relative ad immobili inagibili nei Comuni del Centro Italia ricompresi nel cratere sismico 2016/2017, le agevolazioni tariffarie relative a energia elettrica, acqua, gas, assicurazioni e telefonia.

Il comma 422, relativamente ai Comuni colpiti dal sisma del 2016, esenta, fino al 31 dicembre 2024, gli immobili inagibili a causa del sisma dall'applicazione dell'IMU e della TARI.

Si evidenzia ancora il decreto legislativo 7 marzo 2023, n. 26, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2019/2161 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2019, che modifica la direttiva 1993/13/CEE del Consiglio e le direttive 1998/6/CE, 2005/29/CE e 2011/83/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per una migliore applicazione e una modernizzazione delle norme dell'Unione relative alla protezione dei consumatori".

Detto provvedimento introduce nuove disposizioni per rafforzare la tutela dei consumatori nel caso di clausole vessatorie, di pratiche commerciali scorrette, di concorrenza sleale o di comunicazioni commerciali non veritiere, affrontando alcune tematiche di particolare rilievo, come la trasparenza verso i consumatori, con comunicazioni adeguate sul cambiamento dei prezzi, e prevede sanzioni armonizzate a livello europeo nel caso in cui un professionista utilizzi clausole definite vessatorie, nonché maggiori tutele per vendite in occasione di visite non richieste.

Ci si sofferma anche sul decreto legislativo 10 marzo 2023, n. 24, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2019/1937 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2019, riguardante la protezione delle persone che segnalano violazioni del diritto dell'Unione e recante disposizioni riguardanti la protezione delle persone che segnalano violazioni delle disposizioni normative nazionali". La pratica del c.d. "*whistleblowing*" si realizza quando un dipendente (pubblico o privato) segnala condotte illecite di cui ha notizia durante l'esercizio della propria attività lavorativa. Il *whistleblowing* ha, dunque, la finalità di far emergere tutti gli illeciti di interesse generale di natura amministrativa, contabile, civile o penale di un'organizzazione pubblica o privata. Sono tutelati dal decreto legislativo in via diretta gli autori delle segnalazioni (*whistleblower*), delle divulgazioni pubbliche o delle denunce all'autorità giudiziaria o contabile; in via indiretta i facilitatori, le persone del medesimo contesto lavorativo del *whistleblower* che siano legate al medesimo da uno stabile legame affettivo o di parentela entro il quarto grado; i suoi colleghi di lavoro, gli enti di proprietà, gli enti per i quali la stessa persona lavori e gli enti che operino nel medesimo contesto lavorativo del segnalatore.

Il decreto di attuazione della direttiva c.d. "*whistleblowing*" in Italia è entrato in vigore il 30 marzo 2023 e si è applicato a decorrere dal 15 luglio 2023.

Infine, si citano il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2020, concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano" e il decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36, recante "Codice dei contratti pubblici in attuazione dell'articolo 1 della legge 21 giugno 2022, n. 78, recante delega al Governo in materia di contratti pubblici".



CAPITOLO

2



**RAPPORTI
ISTITUZIONALI
E *ACCOUNTABILITY***

INTERSETTORIALE

Coordinamento internazionale

Attività europee nei settori dell'energia

L'Autorità da anni collabora attivamente con gli altri regolatori europei, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei paesi confinanti. Nel corso del 2023, in continuità con gli anni precedenti, è proseguita l'interazione sull'implementazione dei codici di rete e delle *guideline* adottate in esito al Terzo pacchetto energia e nel recepimento delle disposizioni rientranti nel cosiddetto Pacchetto energia pulita per tutti i cittadini (*Clean Energy Package*).

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER)

L'ACER è l'Agenzia introdotta con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei paesi comunitari e assisterle "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri". L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento (UE) n. 942/2019 che ha apportato alcune novità relative alla *governance* e alle competenze dell'Agenzia. In particolare, ACER è ora responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete aventi carattere paneuropeo: tali proposte sono, ora, direttamente inviate all'Agenzia (e non più a tutti i regolatori dell'Unione) che si esprime con una propria decisione entro 6 mesi dalla ricezione. Rimane invece immutata la competenza delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale. ACER è altresì competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento (UE) n. 943/2019 inerenti all'adeguatezza del sistema e ai compiti dei *Regional Coordination Centres*.

A livello organizzativo ACER vede la presenza di un Direttore, attualmente il danese Christian Zinglensen, e di un Comitato dei regolatori (*Board of Regulators – BOR*) cui partecipano i rappresentanti delle autorità di regolazione dei 27 paesi europei. Alla fine del 2023 Clara Poletti, commissario ARERA, è stata rieletta come *chair* del BOR. Il Direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BOR che esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei 2/3: con il nuovo regolamento (UE) n. 942/2019 i membri del BOR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del Direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal Direttore stesso. L'Agenzia ha anche un *Board of Appeal*, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall'Agenzia stessa.

L'Autorità da diverso tempo collabora attivamente con ACER, spesso assumendo ruoli trainanti nei gruppi di lavoro cui è affidata la predisposizione dei diversi dossier nella responsabilità dell'Agenzia: in particolare nel corso del 2023 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche *task force* relative al settore elettrico (*system operation* e infrastrutture) e ha partecipato attivamente alla discussione nei vari gruppi di lavoro fornendo suggerimenti e commenti.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di UK, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel dell'autorità di regolazione tedesca.

ARERA da sempre partecipa attivamente alle diverse attività promosse dal CEER. Per il triennio 2022-2025 l'attività del CEER è focalizzata su tre aspetti fondamentali: assicurare il funzionamento del mercato in ottica di flessibilità; mettere i consumatori al centro del mercato, favorendone la partecipazione attiva; abilitare l'integrazione dei sistemi energetici, favorendo l'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'innovazione.

Il CEER è altresì promotore di diversi corsi, aperti sia ai propri membri sia ai partecipanti esterni, per i quali il personale ARERA è spesso coinvolto in qualità di docente e/o testimonial.

Con la propria partecipazione al Gruppo di lavoro Relazioni internazionali di CEER (IRG-CEER), l'Autorità ha contribuito all'elaborazione del posizionamento internazionale del Consiglio dei regolatori europei dell'energia. La nuova strategia internazionale del CEER, formulata dall'IRG e approvata dall'Assemblea del Consiglio, punta all'allargamento delle relazioni globali tra autorità e agenzie di regolazione, a focalizzare l'interazione sulla transizione energetica e a moltiplicare gli sforzi di assistenza e di cooperazione in favore delle realtà istituzionali nuove ed emergenti. L'IRG ha altresì inaugurato rapporti bilaterali e collaborazioni con entità europee e globali di studio e di ricerca (nel 2023, l'Agenzia internazionale per l'energia) e sviluppato il lavoro comune con associazioni affini. Appare rilevante, in questo contesto, la partecipazione dell'Autorità all'Assemblea annuale per il 2023 nonché alla collegata conferenza all'associazione globale dei regolatori francofoni, "REGULA-E", che raccoglie agenzie di regolazione provenienti da tutto il mondo. L'Autorità ha illustrato la propria relazione sulle prospettive delle interconnessioni gassiere dell'area mediterranea, dove assume rilievo crescente il passaggio da un modello "Sud-Nord, da produttore a consumatore" a un modello più complesso, "Est-Ovest" e tra paesi della sponda Sud del Mediterraneo, che, da meri produttori o paesi di transito, diventano essi stessi importatori e consumatori in ragione della crescente domanda di energia primaria.

A proposito dell'allargamento delle prospettive di collaborazione tra regolatori, si rileva la partecipazione dell'Autorità ai lavori del "Comité de Prospective", un'iniziativa di confronto tra istituzioni e portatori d'interesse sugli scenari evolutivi del sistema energetico francese in chiave di transizione, risparmio energetico ed elettrificazione dei consumi finali. Per quanto di carattere nazionale, l'iniziativa ha il merito di trattare, anche nei dettagli tecnici, temi di rilevanza europea; l'originalità del contesto ha sollecitato l'interesse dell'Autorità, che ha partecipato al dialogo e ha contribuito al lavoro di disegno degli scenari su invito del regolatore francese, la *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE), coordinatore dei tavoli tecnici e organizzatore dell'evento di presentazione dei risultati alla conferenza di consegna dei risultati del 17 marzo 2023, alla quale ha partecipato, con una relazione sull'integrazione delle fonti rinnovabili e sul mutamento del ruolo del consumatore in un contesto di radicale cambiamento, il Presidente dell'Autorità.

Attività europee nei settori dell'ambiente

Settore idrico

Nell'anno appena trascorso l'Autorità ha promosso iniziative finalizzate a stimolare un dibattito a livello europeo sull'introduzione di principi comuni di regolazione economica dei servizi idrici. Ciò si è reso possibile, da un lato, attraverso incontri bilaterali con istituzioni europee, dall'altro, per il tramite delle attività di WAREG, l'Associazione dei regolatori idrici in Europa.

L'Autorità ha svolto vari incontri bilaterali con gli Uffici della Direzione generale ambiente della Commissione europea, finalizzati a presentare le modalità di regolazione della qualità dei servizi idrici in Italia, con particolare riferimento al miglioramento dei livelli delle perdite idriche. A tal proposito, rileva ricordare che, ai sensi della direttiva europea 2020/2184 del 16 dicembre 2020, attuata in Italia con il decreto legislativo n. 18/2023, la Commissione europea adotterà entro gennaio 2028 un metodo unico comune a tutta l'Unione europea per il calcolo delle perdite idriche. Negli incontri bilaterali con gli Uffici della Commissione europea, l'Autorità ha avviato un dialogo di natura tecnica volto a illustrare le complessità della misurazione delle perdite reali della rete idrica nei singoli paesi UE e ha raccomandato di non focalizzarsi su di un unico indicatore denominato *Infrastructural Leakage Index* (ILI) ma anche su altre tipologie di indicatori delle perdite idriche sviluppati dalle autorità di regolazione in Europa.

Il 9 marzo 2023, l'Autorità ha partecipato alla conferenza organizzata dal Parlamento europeo "*Revision of the Urban Wastewater Treatment Directive: Just wasted water or a sustainable resource?*", in cui si è sottolineata l'importanza dei principi di recupero dei costi efficienti e di trasparenza delle informazioni al pubblico sui servizi idrici, contenuti nella recente proposta di direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane, evidenziando tuttavia la necessità di introdurre riferimenti normativi espliciti sul ruolo che le autorità competenti per la regolazione economica del settore idrico possono svolgere per un'efficace attuazione di tali principi sul territorio dei singoli paesi membri dell'Unione europea.

Nel corso del 2023 l'Autorità ha continuato a presiedere WAREG¹ per il terzo mandato consecutivo dal 2018, che proseguirà fino alla fine del 2024.

1 V. www.wareg.org. Il network WAREG, nato ad aprile 2014 su iniziativa di ARERA, si è costituito come associazione *no profit* di diritto italiano, con sede presso questa Autorità, il 5 dicembre 2017. Vi partecipano 34 autorità di regolazione. Oltre ad ARERA, sono membri di WAREG anche le seguenti istituzioni: Agenzia nazionale per l'energia della Moldavia (ANRE); Autorità per i servizi pubblici della Romania (ANRSC); Commissione per l'elettricità, il gas e il controllo dei prezzi dell'acqua della regione di Bruxelles (BRUGEL); Commissione per la regolazione delle *utility* dell'Irlanda (CRU); Autorità della concorrenza dell'Estonia (ECA); Commissione per la regolazione energetica della Repubblica della Macedonia del Nord (ERC); Autorità per il sistema idrico dell'Albania (ERRU); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti del Portogallo (ERSAR); Autorità per il sistema idrico e i rifiuti delle Isole Azzorre (ERSARA); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Bulgaria (EWRC); Commissione per l'energia e il sistema idrico della Georgia (GNERC); Commissione nazionale di regolazione per l'energia e le *utilities* dell'Ucraina (NEURC); Autorità per l'energia e i servizi pubblici dell'Ungheria (HEA); Ministero dell'agricoltura della Repubblica Ceca; Commissione per la regolazione dei servizi pubblici dell'Armenia (PSRC); Commissione per i servizi pubblici della Lettonia (PUC); Agenzia per l'energia del Montenegro (REGAGEN); Regolatore per l'energia e i servizi idrici di Malta (REWS); Segretariato speciale per il sistema idrico della Grecia (SSW); Regolatore dei servizi pubblici dell'Irlanda del Nord (NIAUR); Commissione nazionale per il controllo e i prezzi dell'energia della Lituania (VERT); Agenzia per l'ambiente delle Fiandre (VMM); Consiglio per i servizi idrici della Croazia (VJU); Autorità per i servizi idrici del Cossovo (WSRA). Inoltre, sono osservatori di WAREG: Agenzia catalana per l'acqua (ACA); Ministero per la transizione ambientale e inclusiva della Francia (MEDDE); Ministero dell'agricoltura, della pesca, dell'alimentazione e dell'ambiente della Spagna (MAPAMA); Ministero delle foreste e del settore idrico della Turchia; regolatore della Polonia (*State Water Holding Polish Waters*); Autorità della concorrenza e dei consumatori della Danimarca (KFST); regolatore del settore idrico di Inghilterra e Galles (OFWAT); Commissione per l'industria idrica della Scozia (WICS); Autorità di regolazione per energia, rifiuti e acqua della Grecia (RAEWW). Nell'anno in corso sono stati accolti 2 nuovi regolatori: il Ministero dell'agricoltura della Repubblica Ceca e l'Autorità di regolazione per energia, rifiuti e acqua della Grecia (RAEWW).

Nell'anno trascorso, l'associazione si è riunita in quattro occasioni in sede di Assemblea generale, che ne costituisce l'organo decisionale:

- 7-8 marzo 2023, Lisbona (Portogallo). L'Autorità per il sistema idrico e i rifiuti del Portogallo (ERSAR) ha ospitato la 27ª Assemblea generale, che ha consentito di adottare una posizione comune sulla proposta di revisione della direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane, in discussione al Parlamento e al Consiglio europeo². È stato inoltre adottato il rapporto pubblico di WAREG *"Comparative assessment of energy costs recovery in the tariff methodologies of the water sector across European Countries"*, che presenta il ruolo avuto dalle autorità di regolazione in Europa per cercare di mitigare gli impatti della crisi energetica del 2022 sul settore idrico e sui cittadini³. Tale rapporto ha evidenziato, tra l'altro, la reattività della maggioranza dei regolatori nell'intraprendere misure di contrasto alla crisi, quali per esempio il monitoraggio del fabbisogno energetico e delle modalità di approvvigionamento di energia da parte degli operatori regolati, la capacità di effettuare aggiustamenti tariffari provvisori e straordinari per mitigare gli effetti dell'incremento dei costi sugli utenti finali, con particolare attenzione ai clienti vulnerabili, la raccomandazione di forme di acquisto aggregato di energia tra gruppi di operatori nazionali, e più in generale la promozione di incentivi per l'efficientamento dei consumi energetici e degli investimenti in autoproduzione di energia. Infine, nel corso dell'Assemblea generale, si sono svolte le elezioni del *Board* di WAREG, che hanno nominato come Presidente questa Autorità e come Vicepresidenti i regolatori di Bulgaria, Portogallo e Ungheria, fino alla fine del 2024.
- 6-7 giugno 2023, Pristina (Kosovo). L'Autorità per i servizi idrici del Cossovo (WSRA) ha ospitato la 28ª Assemblea generale, che ha accolto la richiesta del regolatore dell'Ucraina di diventare membro di WAREG; è stato inoltre presentato un rapporto interno di WAREG sulle modalità di monitoraggio degli indicatori delle perdite idriche da parte dei regolatori. Si è poi svolto il primo seminario regionale sulla regolazione dei servizi idrici nell'Europa dell'Est, promosso da WAREG, per favorire la cooperazione tra regolatori di paesi candidati all'UE, e finanziato dal programma TAIEX della Commissione europea.
- 19-20 settembre, Budva (Montenegro). L'Agenzia per l'energia del Montenegro (REGAGEN) ha ospitato la 29ª Assemblea generale, durante la quale si è approvato un rapporto pubblico di WAREG che analizza 425 indicatori di *performance* delle *utilities* del settore idrico monitorati dalle autorità di regolazione in Europa⁴. Il rapporto fornisce una panoramica sulle metodologie adottate dai regolatori per raccogliere e validare dati, determinare obiettivi per i soggetti regolati e valutarne le *performance* attraverso specifici indicatori. Gli indicatori di *performance* (KPIs) delle *utilities* idriche individuati sono stati suddivisi in cinque categorie: copertura del servizio (49 KPIs), qualità del servizio (99 KPIs), sostenibilità ambientale (33 KPIs), efficienza delle infrastrutture (118 KPIs), efficienza economica (126 KPIs). In generale, dal rapporto emerge che, nonostante la capacità di quasi tutti i regolatori di costruire e monitorare i KPIs, meno della metà di essi ha potere di utilizzarli per esercitare un impatto diretto sugli operatori attraverso le tariffe per gli utenti finali. Nei restanti casi, la pubblicazione di KPIs favorisce comunque un certo sviluppo della qualità dei servizi idrici.
- 5-6 dicembre 2023, Bruxelles (Belgio). La Commissione per l'elettricità, il gas e il controllo dei prezzi dell'acqua della regione di Bruxelles (BRUGEL) ha ospitato la 30ª Assemblea generale. Tra gli esiti principali della riunione, si segnala l'adesione a WAREG dei regolatori di Repubblica Ceca e Grecia; la presentazione di risultati preliminari di una ricerca sulle iniziative di neutralità climatica intraprese nel settore idrico; un seminario istituzionale con esponenti degli Uffici della Commissione europea (DG Ambiente) rispetto ai possibili futuri scenari legislativi europei, con particolare riferimento alle misure per contrastare gli effetti di cambiamenti climatici, per esempio siccità e inondazioni.

² Disponibile al seguente link: www.wareg.org/documents/urban-waste-water-treatment-directive-guidelines-from-wareg/.

³ Disponibile al seguente link: www.wareg.org/documents/energy-report-wareg/.

⁴ Disponibile al seguente link: www.wareg.org/documents/kpis-report-2023-wareg-pdf/.

Inoltre, il 6 dicembre 2023 a Bruxelles si è svolto il 3° Forum europeo della regolazione dei servizi idrici EFRWS⁵, inaugurato dal Commissario europeo per l'ambiente e dal Vicepresidente della Banca europea degli investimenti, che hanno riconosciuto il ruolo fondamentale dei regolatori nello stimolare gli operatori dei servizi idrici integrati a raggiungere gli obiettivi europei di protezione delle risorse idriche, neutralità climatica ed efficientamento dei costi. Il Forum ha messo in rilievo le posizioni di WAREG rispetto alla proposta di direttiva europea sul trattamento delle acque reflue urbane, attualmente in fase finale di approvazione, sugli obiettivi europei di neutralità climatica e sul ruolo dello stesso WAREG nel favorire una migliore comprensione delle politiche ambientali europee nei paesi candidati all'UE.

Al fine di favorire il processo di integrazione dei paesi candidati all'Unione europea rispetto alle problematiche specifiche del settore idrico, su richiesta delle Autorità di regolazione di Albania, Kosovo, Macedonia del Nord e Montenegro, questa Autorità ha presentato i principali elementi del proprio modello di regolazione in quattro seminari sulla regolazione della qualità dei servizi idrici nei paesi beneficiari, seminari organizzati da WAREG in collaborazione con la Commissione europea⁶ e il Ministero degli affari esteri e della cooperazione internazionale⁷.

Settore rifiuti

Nel corso del 2023 si sono moltiplicate le proposte legislative e regolamentari di origine comunitaria, anche per dare seguito agli impegni contenuti nel Piano d'azione per l'economia circolare. Esse hanno riguardato, in particolare, la parziale revisione della direttiva quadro sui rifiuti (che allarga il campo d'azione della legislazione sul riciclo a nuovi flussi di rifiuti) e i nuovi obiettivi di riduzione, riciclo e riuso degli imballaggi. Sia per fornire spunti di discussione in merito a tali iniziative, sia per continuare e rafforzare il confronto sugli sviluppi dell'economia circolare e sulla realizzabilità degli obiettivi in condizioni di efficacia ed efficienza, l'Autorità ha intensificato le relazioni con la Commissione europea; in particolare, in un incontro col Direttore "Economia circolare" della Direzione generale ambiente della Commissione (DG ENV) l'Autorità ha aperto un confronto sul ruolo della regolazione economica in materia di economia circolare, riferito agli schemi di responsabilità estesa, agli assetti istituzionali e al ruolo della tariffazione nel sostegno alla gerarchia dei rifiuti.

Dal confronto con la Commissione europea è emersa la necessità di rilanciare le attività della rete europea dei regolatori dei rifiuti urbani, anche in vista degli sviluppi della normativa sui rifiuti previsti nella prossima legislatura (2024-2029). L'Autorità ha promosso una serie di incontri del Gruppo di lavoro Rifiuti in ambito WAREG (*Waste Task Force*), per sollecitare i membri a produrre proposte in vista di incontri tematici tra la Commissione europea e i regolatori europei.

5 Il Forum è l'unico evento istituzionale a livello europeo interamente dedicato al ruolo della regolazione economica nel settore idrico in Europa. Dal 2020, organizzato ogni due anni su iniziativa di questa Autorità, il Forum riunisce istituzioni europee, regolatori nazionali e le principali associazioni europee del settore, per dibattere sullo stato dell'arte dei servizi idrici in Europa e le principali criticità, alla luce degli obiettivi del *Green Deal* europeo, per una completa decarbonizzazione dell'economia europea. È possibile visionare le singole sessioni e i loro contenuti al seguente link: www.wareg.org/efrws/efrws-2023/.

6 Nello specifico, ci si è avvalsi del programma "Technical Assistance and Information Exchange – TAIEX" finanziato dalla Commissione europea.

7 Nello specifico, ci si è avvalsi del programma "Knowledge Exchange Programme – KEP" finanziato dal MAECI mediante il fondo della *Central European Initiative* – un'organizzazione internazionale che promuove la cooperazione tra l'Italia e altri 16 paesi europei – destinato alla Banca europea per la cooperazione e lo sviluppo.

Rapporti e iniziative con paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2023 l'Autorità si è contraddistinta per il suo impegno volto a favorire la cooperazione e la collaborazione tecnico-istituzionale a livello sia bilaterale sia multilaterale, consolidando il proprio ruolo di riferimento in ambito internazionale. Per il settore energetico ha continuato a promuovere lo scambio di conoscenze tecniche e *best practices* al fine di promuovere lo sviluppo e l'integrazione dei mercati. Tenuto conto del contesto internazionale attuale e delle crisi energetiche e climatiche degli ultimi anni, le aree del Mediterraneo e dei Balcani continuano a essere di interesse strategico per il sistema energetico del nostro Paese.

Mercato dell'energia nei paesi del Sud-Est Europa

Con l'obiettivo di fornire supporto al processo di integrazione dei mercati euro-balcanici, nel 2023 ARERA ha proseguito le attività intraprese negli anni precedenti; in particolare, con la propria partecipazione ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB), è continuata l'azione di coordinamento e di supporto all'implementazione dell'*acquis communautaire* a favore delle Parti contraenti del Trattato dell'*Energy Community*. Il 2023 non ha registrato particolari passi in avanti rispetto al processo di evoluzione dei mercati energetici dei paesi dei Balcani, in quanto non vi è stata la completa trasposizione e l'implementazione (entro il 31 dicembre 2023) del Pacchetto di misure (*electricity integration package*) precedentemente adottato nella riunione del *Ministerial Council* del 15 dicembre 2022. Il Pacchetto stabilisce la base normativa per consentire la piena integrazione dei mercati delle Parti contraenti del Trattato che istituisce l'*Energy Community* al mercato europeo. Le misure adottate si basano sul principio di reciprocità tra Stati membri e Parti contraenti, nonché prevedono l'inclusione su larga scala delle energie rinnovabili e l'eliminazione graduale del carbone. Il *Ministerial Council*, nella riunione del 14 dicembre 2023, ha sollecitato le Parti contraenti a trasporre l'*electricity integration package* entro il primo trimestre del 2024.

Nello specifico, il quadro giuridico prevede la trasposizione dei provvedimenti in materia di energia e, in particolare, dell'adozione della direttiva UE n. 2019/994 "*On common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU*", il regolamento (UE) n. 943/2019 "*On the internal market for electricity*", il regolamento (UE) n. 942/2019 "*Establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*", il regolamento (UE) n. 941/2019 "*Risk Preparedness Regulation*", i *Network Codes/Guidelines on markets and system operation* e nello specifico i regolamenti sul *Capacity Allocation Cogestion Management – CACM 2015/1222*, sul *Forward Capacity Allocation – FCA 2016/1719*, sul *Balancing – BAL 2017/2195*, il regolamento sul *System Operation – SO 2017/2226* e il regolamento *Emergency and Restoration – E&R 2017/2196*.

Il 7 e l'8 giugno si è tenuto il 28° Forum sull'elettricità ad Atene, durante il quale si sono trattate alcune questioni urgenti, tra cui misure di emergenza e di riduzione della domanda di energia, riforme del mercato elettrico e nuovi elementi di progettazione, nonché la necessità per la Comunità dell'energia di allinearsi alle condizioni per le esenzioni CBAM (*Carbon Border Adjustment Mechanism*). I partecipanti si sono impegnati in discussioni sull'accoppiamento del mercato e sulla cooperazione regionale dei TSO (*Transmission System Operators*) come elementi costitutivi della sicurezza europea dell'approvvigionamento e dell'integrazione del mercato. Il Forum ha affrontato le sfide relative all'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili nella rete e nel mercato.

Si è svolto il 28 settembre a Vienna il 18° Forum del gas della Comunità dell'energia, che ha affrontato il tema delle principali misure di sicurezza dell'approvvigionamento di gas. I partecipanti hanno discusso degli approcci alla diversificazione delle fonti, degli acquisti congiunti di gas e dell'importanza del sistema di stoccaggio per rafforzare la sicurezza energetica dell'Europa.

Balkan Energy School (BES): attività svolte

Nel corso del 2023 la BES⁸ ha svolto le seguenti attività:

- 29 marzo: si è tenuto presso la residenza d'Italia a Tirana un incontro di presentazione delle attività del progetto co-finanziato da Iniziativa Centro Europea a beneficio del regolatore albanese ERE, "Supporting the Albanian Regulatory Authority to improve the efficiency of the wholesale electricity market", che si concluderà a giugno 2024. Le attività del progetto sono state implementate attraverso i seminari della BES indicati di seguito;
- 30 marzo: seminario "Risks and challenges of the entry into operation of a Power Exchange";
- 29 e 30 maggio: seminario "Current design of the electricity balancing, comparison and interactions with day ahead and intraday markets" suddiviso in due sessioni: la prima focalizzata sulle modalità di implementazione del regolamento *balancing* con relativa applicazione nei paesi europei e la seconda concentrata sulle presentazioni da parte dei paesi balcanici dello stato dell'arte dei mercati di bilanciamento;
- 13 e 14 settembre: seminario ospitato dal regolatore greco (RAEWW) nell'ambito dell'annuale fiera internazionale di Salonico, "Implementation of relevant provisions of FCA Regulation", sull'allocazione della capacità di lungo periodo in base a quanto previsto dal regolamento europeo FCA (*Forward Capacity Allocation*), con una tavola rotonda sul ruolo della piattaforma di allocazione regionale;
- 30 novembre: seminario ospitato da questa Autorità "How to set up market coupling local implementation projects" nell'ambito del quadro di sviluppo del pacchetto di misure per il mercato elettrico previsto dall'*Energy Community*, in conformità con le previsioni europee in materia di energia. In questa sede si è comunicata l'aggiudicazione da parte della BES di un nuovo progetto di *capacity building* e scambio di *best practices* nell'ambito del programma KEP (*Know Exchange Programme*), co-finanziato sempre da Iniziativa Centro Europea a beneficio dei membri della BES.

Mercato dell'energia nei paesi dell'area del Mediterraneo

L'Autorità nel 2023 ha proseguito la propria attività a supporto del MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è Vicepresidente permanente, partecipando ai seguenti incontri:

⁸ La *Balkan Energy School* (BES) è stata istituita come associazione di diritto italiano *no profit* con sede a Milano presso questa Autorità nel 2022. I suoi membri fondatori oltre all'ARERA sono i regolatori di Albania (ERE), Bosnia ed Erzegovina (SERC), Montenegro (REGAGEN) e Nord Macedonia (ERC). A partire dal 2023 anche il regolatore della Grecia (RAEWW) è divenuto membro dell'Associazione, mentre quello serbo (AERS) è osservatore. L'area geografica di riferimento per l'attività della BES comprende i paesi firmatari del Trattato dell'*Energy Community*, quelli dell'Unione europea a cui si applica il titolo III dello stesso Trattato (ovvero gli Stati membri confinanti con i paesi firmatari) e quelli che hanno o possono avere un interesse nella suddetta area geografica. Lo scopo dell'Associazione è quello di promuovere il dibattito e lo scambio di conoscenze in ambito energetico, con particolare riferimento allo sviluppo, alla regolazione e all'integrazione del mercato, anche tenendo conto dei nuovi parametri di sostenibilità. L'attività dell'Associazione è implementata attraverso una scuola di formazione che organizza seminari tecnici che favoriscono l'acquisizione e il trasferimento di conoscenze, nonché lo sviluppo di capacità regolatorie in ambito energetico con particolare riferimento alla Regione balcanica e del Sud-Est Europa. La BES svolge inoltre un'azione istituzionale e di *capacity building* inclusiva, stabile e continuativa, a beneficio della Regione balcanica e a supporto del processo di sviluppo e integrazione dei mercati euro-balcanici, anche attraverso attività di supporto tecnico, regolatorio e istituzionale in ambito energetico.

- 14 giugno a Rodi, presso il regolatore greco RAEWW, terzo *workshop* dei Presidenti dei regolatori membri di MEDREG, *"The Role of a Coherent Regulation in Promoting Energy Transition in the Mediterranean Region"*. In tale sede ci si è soffermati sulle principali criticità e sfide relative alla transizione energetica nell'area del Mediterraneo e sulle possibili soluzioni per accelerare il processo di decarbonizzazione del settore energetico nella regione in linea con il quadro regolatorio. Questa Autorità ha moderato la *roundtable "Challenges and Way Out in the Mediterranean Region"*;
- 15 giugno a Rodi, 35ª Assemblée generale MEDREG, durante la quale è stato approvato l'ingresso del ventottesimo membro dell'associazione, il regolatore dei servizi energetici e idrici del Nord Macedonia (ERC);
- 4 e 5 dicembre a La Valletta, presso il regolatore per i servizi energetici e idrici di Malta (REWS), si è svolta la 36ª Assemblée generale.

Infine, nel corso del 2023, si sono tenute regolarmente le riunioni dei gruppi di lavoro tecnici e sono stati organizzati nell'ambito delle medesime attività tecniche *workshop ad hoc* e *training* per i propri membri, a cui questa Autorità ha contribuito con la propria partecipazione:

- per il settore elettrico, il gruppo di lavoro ha redatto il rapporto *"Smart Metering and Smart Grid"*, alla cui definizione l'Autorità ha partecipato attraverso dati e informazioni in merito alla situazione e alle prospettive in Italia. Le attività si sono inoltre concentrate sullo sviluppo dei rapporti con altre associazioni e organizzazioni (Unione per il Mediterraneo, MED-TSO), analisi dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica nell'area, organizzazione di eventi e seminari di presentazione delle attività precedenti (in particolare, dei risultati dell'osservatorio MEMO – *Mediterranean Electricity Markets Observatory* nel 2022);
- per la promozione dello sviluppo delle rinnovabili, il gruppo di lavoro "Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica" ha elaborato il rapporto annuale, dedicato ai meccanismi di efficienza ed etichettatura energetica *"Energy Efficiency Mechanisms and Energy Labelling"*; l'assistenza ai membri sui temi dell'integrazione delle rinnovabili; l'organizzazione di appuntamenti e seminari sugli sviluppi della sostenibilità ambientale nell'area, con particolare riferimento al potenziale di risparmio energetico e agli effetti delle rinnovabili intermittenti sul profilo produzione/prezzi della generazione elettrica. A tal proposito, è stato organizzato un seminario di presentazione del lavoro svolto sulla diffusione, nell'area mediterranea, delle fonti rinnovabili *"Role of Energy Efficiency in Energy Transition"* nel mese di settembre 2023 a Beirut;
- per le attività a carattere istituzionale, è stato redatto il rapporto *"NRA's Role in Opening the market to Competition"* che esamina il ruolo delle autorità nazionali di regolamentazione (NRA) nel promuovere la concorrenza sui mercati dell'energia, con particolare attenzione allo sviluppo dei mercati all'ingrosso e al monitoraggio degli stessi. È stato anche organizzato nel mese di ottobre un *workshop "Rules to Manage Conflicts of Interest"* ;
- per il settore gas, è stato redatto il *report "Tackling Security of Supply Concerns in the Current Gas Crisis"*, con l'obiettivo di analizzare le misure che sono state messe in atto per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici nell'area del Mediterraneo, di valutare il ruolo del Gnl a confronto degli approvvigionamenti via gasdotto e di discutere il ruolo dei regolatori attraverso specifici casi studio. Sono, inoltre, stati avviati nel corso del 2023 i lavori di una *task force ad hoc* sullo sviluppo dell'utilizzo dell'idrogeno nell'area del Mediterraneo. MEDREG ha presenziato al Forum Gastech del 5-8 settembre 2023 a Singapore;
- relativamente ai consumatori, il gruppo di lavoro ha aggiornato il *report "Guidelines of good practices on consumer protection rules and communication strategies"*.

Partecipazione al Comitato consultivo delle Autorità indipendenti dell'*Eastmed Gas Forum* (EMGF)

Con il 2023 il Comitato consultivo delle Autorità di regolazione dell'*Eastmed Gas Forum* (EMGF) – organizzazione internazionale che raccoglie Cipro, Egitto, Francia, Giordania, Grecia, Israele, Italia e Autorità palestinese allo scopo di promuovere lo sfruttamento delle risorse di gas naturale dell'area e la creazione di un mercato regionale integrato – è entrato in piena operatività. Il RAAC ha elaborato documenti sul ruolo della regolazione nella promozione dell'integrazione regionale dei mercati del gas naturale, ha promosso il confronto sulle prospettive di sviluppo delle risorse gassiere nell'area e ha discusso dei possibili modelli di costruzione, di conduzione e di sviluppo delle infrastrutture di trasporto internazionale del gas, anche in riferimento ai potenziali sviluppi dell'idrogeno verde e alla capacità delle nuove infrastrutture di convogliare verso le aree di consumo gas decarbonizzati. Più nel dettaglio, questa Autorità ha direttamente contribuito, in collaborazione con la presidenza cipriota del Forum e del Comitato dei regolatori, a:

- definire l'agenda di medio-lungo termine del RAAC, attraverso l'elaborazione del programma di lavoro e la definizione dei temi di discussione per le riunioni del Comitato;
- migliorare l'efficacia del processo di elaborazione e di decisione, tramite proposte di modifica delle regole interne di funzionamento del Comitato, nonché di dimensionamento e utilizzo delle risorse eventualmente allocate al Comitato stesso;
- specificare, nell'ambito dello studio "*Gas Monetization in the Euromediterranean Region*", le necessità di avvicinarsi/armonizzazione dei quadri regolatori nazionali a sostegno dell'integrazione regionale, con particolare riferimento al dialogo regolatorio su tariffe d'uso e allocazione della capacità delle infrastrutture.

Le attività dei regolatori in ambito EMGF hanno inevitabilmente risentito del rallentamento delle attività generali del Forum causato dalla crisi in Medio Oriente.

Adesione dell'Autorità al NEON – *National Energy Ombudsmen Network*

Dal 2016, ARERA aderisce al NEON – *National Energy Ombudsmen Network*, in ragione dell'istituzione del Servizio Conciliazione e in quanto autorità competente per l'ADR ai sensi del Codice del consumo (su tali aspetti si veda più diffusamente il successivo Capitolo 10), nell'ambito delle attività istituzionali connesse alla promozione e alla diffusione dell'ADR (*Alternative Dispute Resolution*) e, più in generale, alla tutela dei consumatori nei settori energetici. Oltre all'Italia, fanno parte dell'associazione *Ombudsmen*⁹ Organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, operanti sia nel territorio UE che extra-UE, a livello nazionale o regionale, riconducibili ai seguenti Paesi: Belgio (*Service de Médiation de l'Energie/Ombudsdienst voor Energie*), Irlanda (*Commission for Regulation of Utilities*), UK (*Ombudsman Services*), Francia (*Le Médiateur National de l'Energie*), Grecia (*The Greek Ombudsman*), Georgia (*Energy Ombudsman*), Catalogna (*Sindic El defensor de les persones*) e Wallonia (*Commission Wallonne pour l'Energie – CWAPE*).

L'associazione, il cui assetto organizzativo è stato oggetto di ulteriore semplificazione ed efficientamento in funzione degli obiettivi del *network*, promuove, in particolare, lo sviluppo e la conoscenza degli strumenti di

⁹ Gli *Ombudsmen*, oltre alla propria attività di risoluzione della singola controversia, mirano, più in generale, al miglioramento del rapporto fra consumatore e operatore, per mezzo anche di apposite segnalazioni ai soggetti pubblici (nazionali e internazionali) competenti, per l'efficientamento della normativa e della regolazione applicabili al settore/ai settori di cui si occupano.

ADR, anche mediante lo scambio di esperienze e *good practices* e la condivisione delle relazioni di attività fra i membri, in particolare in occasione delle *General Assembly* (l'ultima, per il 2023, si è tenuta nel mese di novembre), supportando, inoltre, le iniziative connesse all'evoluzione del quadro normativo europeo, sia di settore che trasversale.

Relazioni bilaterali

Allo scopo di favorire gli scambi e di alimentare, secondo le indicazioni di pianificazione strategica, la diffusione delle buone pratiche regolatorie in funzione di una sempre maggiore integrazione dei mercati dell'energia, questa Autorità ha svolto anche nel 2023 attività di *capacity building* e di esame delle pratiche regolatorie, nonché confronti istituzionali con le autorità di regolazione di paesi extraeuropei:

- Brasile. Il 23 maggio l'Autorità ha incontrato la delegazione tecnica del Brasile nell'ambito di un'iniziativa promossa dal GSE volta a favorire il trasferimento di conoscenze relative alla transizione energetica, il cambiamento climatico e il ruolo dei regolatori nel processo di integrazione delle reti intelligenti.
- Autorità palestinese. Il 23 giugno 2023 l'Autorità ha incontrato la delegazione tecnica dell'Autorità palestinese nell'ambito di un'iniziativa promossa dal GSE sulle stesse tematiche affrontate con i rappresentanti brasiliani.
- Israele. Il 13 settembre 2023 ARERA ha ospitato un'ampia delegazione istituzionale di Israele, composta da rappresentanti dei Ministeri dell'ambiente e dell'economia interessati al funzionamento del sistema industriale e istituzionale di gestione dei rifiuti in Italia, anche in vista di possibili riforme del settore finalizzate a incrementare il tasso di recupero di materia e di energia. L'illustrazione dell'architettura istituzionale europea e nazionale, nonché l'esame delle competenze e delle responsabilità affidate a questa Autorità dal Legislatore nazionale, hanno costituito base di discussione per l'analisi delle opportunità di collegare la gestione del ciclo dei rifiuti urbani alla difesa dell'ambiente e alla promozione di un'economia circolare.
- Giordania. L'11 ottobre 2023 l'Autorità ha ricevuto una delegazione del Ministero per l'acqua e l'irrigazione della Giordania, a conclusione di una visita-studio in Italia organizzata dalle agenzie di cooperazione allo sviluppo di Stati Uniti d'America (USAid) e Germania (GIZ). La delegazione ha approfondito storia, struttura e benefici della regolazione idrica in Italia e, in particolare, la regolazione della qualità tecnica, anche con riferimento ai meccanismi incentivanti per la riduzione delle perdite idriche.

Relazioni multilaterali

Nel corso del 2023, l'Autorità ha partecipato a entrambe le riunioni organizzate dal *Network of Economic Regulators* (NER) dell'OCSE del 27 aprile e del 1° dicembre, in cui si è discusso degli indicatori di buona *governance* dei regolatori e sono stati presentati i risultati preliminari di una ricerca del NER sul contributo dei medesimi regolatori alla sostenibilità ambientale.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali

Segnalazioni

Segnalazione a Parlamento e Governo in merito all'approvazione dell'articolo 36-ter della legge 3 luglio 2023, n. 85, recante "Misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro"

Con la segnalazione del 6 luglio 2023, 308/2023/I/eel, l'Autorità ha richiamato l'attenzione del Parlamento e del Governo sulle rilevanti criticità legate all'approvazione dell'articolo 36-ter della legge 3 luglio 2023, n. 85, recante "Misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro". Tale articolo prevede che, al fine di salvaguardare il personale impiegato nei *contact center* per la gestione di attività connesse con il servizio di maggior tutela elettrico, servizio in fase di progressiva rimozione, sia inserito l'istituto della clausola sociale all'interno degli schemi delle procedure competitive per il passaggio dal mercato tutelato al mercato dei servizi a tutele graduali. Tale clausola sociale prevede che, in caso di successione di imprese nel contratto di appalto con il medesimo committente e per la medesima attività di *call center*, il rapporto di lavoro continui con l'appaltatore subentrante, in aderenza anche a quanto previsto dai contratti collettivi di lavoro.

La legge 4 agosto 2017, n. 124, legge annuale per il mercato e la concorrenza, come da ultimo novellata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6, ha stabilito la progressiva rimozione dei regimi di tutela di prezzo secondo tempistiche distinte rispettivamente per le piccole e le microimprese del settore elettrico e per i clienti domestici di entrambi i comparti di energia elettrica e di gas naturale non serviti nel mercato libero (art. 1, commi 59 e 60).

La medesima legge ha, inoltre, affidato all'Autorità:

- a) il compito di adottare *"disposizioni per assicurare, dalle date di rimozione della tutela di prezzo, un servizio a tutele graduali per i clienti finali senza fornitore di energia elettrica (che attualmente hanno diritto al servizio di maggior tutela), nonché specifiche misure per prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura a tutela di tali clienti"*;
- b) al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il compito di adottare, con riferimento a entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, un decreto per definire *"le modalità ed i criteri per l'ingresso consapevole nel mercato dei clienti finali, tenendo conto della necessità di concorrenza, pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato"* (art. 1, comma 60-bis).

Il decreto ministeriale del 17 maggio 2023, che reca le misure per l'ingresso consapevole dei clienti domestici nel mercato libero, dispone *"alla luce della concentrazione dell'offerta riscontrata nel servizio di vendita dell'energia elettrica e della elevata numerosità di clienti domestici ancora serviti in maggior tutela, al fine di garantire condizioni concorrenziali e pluralità di offerte, la necessità di introdurre meccanismi di gradualità nella transizione al mercato libero"*. A tale fine, lo stesso decreto dispone, entro il 10 gennaio 2024:

- i) la conclusione delle procedure concorsuali per il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili (art. 2, comma 1);
- ii) che l'Autorità assicuri che il superamento del vigente regime di maggior tutela avvenga in conformità alle disposizioni del diritto eurounitario per i clienti vulnerabili (art. 1, comma 3).

Da ultimo, il 29 giugno 2023, il Parlamento ha approvato, in via definitiva, il disegno di legge "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 4 maggio 2023, n. 48, recante misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro", che contiene l'art. 36-ter, che prevede che "[...] all'interno degli schemi delle procedure competitive di cui al decreto ministeriale di attuazione dell'articolo 1, comma 60-bis, della legge 4 agosto 2017 n. 124, è applicato, nel passaggio dal mercato tutelato al mercato servizi a tutele graduali (STG) e successivamente al mercato libero, l'obbligo dell'utilizzo dell'istituto della clausola sociale in applicazione di quanto previsto dall'articolo 1, comma 10, della legge 28 gennaio 2016, n. 11, e nel rispetto delle previsioni del contratto collettivo nazionale di lavoro del personale dipendente da imprese esercenti servizi di telecomunicazioni".

Considerato quanto sopra, l'Autorità ha inteso evidenziare come l'approvazione dell'art. 36-ter in esame, a ridosso del completamento dell'attività regolatoria funzionale all'esecuzione delle prossime procedure concorsuali entro la fine dell'anno, renda necessaria un'attività di approfondimento e di attuazione non compatibile con l'anzidetta scadenza del 10 gennaio 2024 per l'identificazione degli esercenti il servizio a tutele graduali e il successivo avvio del servizio.

L'Autorità ha segnalato, al fine di consentire ai partecipanti alle prossime procedure concorsuali di formulare la propria offerta economica, la necessità di mettere a loro disposizione una serie di informazioni sul personale coinvolto dalla clausola sociale prevista dall'articolo in questione; informazioni che dovrebbero essere acquisite presso tutti gli attuali esercenti la maggior tutela che risultano, al momento della stesura della segnalazione, più di un centinaio. Il dettaglio di tali informazioni deve essere definito in coerenza con quanto avviene nelle gare di appalto, che prevedono tale clausola, per indicare gli elementi rilevanti per la formulazione dell'offerta. Al riguardo, l'Autorità ha evidenziato che l'attività di acquisizione delle predette informazioni presso un numero così rilevante di operatori esige tempi congrui per permettere, da un lato, agli esercenti la maggior tutela di raccogliere e trasmettere tutti i dati richiesti e, dall'altro, ai partecipanti alle gare, di analizzarli in modo da formulare le proprie offerte economiche anche in base al piano di assorbimento del personale soggetto alla clausola sociale. Tali attività appaiono del tutto incompatibili con le tempistiche attualmente previste per l'esecuzione delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali.

In particolare l'Autorità ha inteso segnalare come la previsione della clausola sociale nell'ambito delle prossime procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, da un lato, non risulti compatibile con il rispetto del termine di gennaio 2024 per la conclusione di tali procedure, in considerazione delle tempistiche associate alle attività necessarie per darvi puntuale e corretta attuazione e, dall'altro, crei potenziali complessità applicative e procedurali che potrebbero ridurre la partecipazione alle predette gare, a detrimento degli esiti concorrenziali delle stesse.

Audizioni presso il Parlamento

Memoria presso la Commissione Politiche dell'Unione europea in merito agli atti della Commissione europea COM (2022) 540 (Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque) e COM (2022) 541 (Trattamento delle acque reflue urbane)

Con la memoria 20 marzo 2023, 106/2023/I/idr, l'Autorità ha fornito alla Commissione Politiche dell'Unione europea del Senato le proprie considerazioni in merito ai profili di conformità ai principi di sussidiarietà e di proporzionalità degli atti COM (2022) 540 (Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque) e COM (2022) 541 (Trattamento delle acque reflue urbane).

Gli atti COM(2022) 540 contemplano la proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio recante modifica della direttiva 2000/60/CE che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque, della direttiva 2006/118/CE sulla protezione delle acque sotterranee dall'inquinamento e dal deterioramento e della direttiva 2008/105/CE relativa a standard di qualità ambientale nel settore della politica delle acque, con la finalità di giungere alla progressiva riduzione ed eliminazione dell'inquinamento provocato dal rilascio di sostanze chimiche dannose e persistenti negli ecosistemi acquatici, anche in considerazione dei molteplici usi dei corpi idrici.

Gli atti COM (2022) 541 riguardano la proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente il trattamento delle acque reflue urbane (rifusione), che intende innovare la direttiva 91/271/CEE attualmente vigente. La proposta di revisione della direttiva è volta a stimolare una protezione costante dell'ambiente dalle ripercussioni negative provocate dagli scarichi di acque reflue urbane non sufficientemente trattate e, al contempo, a contribuire maggiormente alla protezione della salute pubblica. Essa persegue, inoltre, l'obiettivo di migliorare l'accesso ai servizi igienico-sanitari e alle informazioni chiave relative alla *governance* delle attività di raccolta e di trattamento delle acque reflue urbane. La proposta punta, peraltro, a contribuire al progressivo azzeramento delle emissioni di gas a effetto serra connesse alle attività di raccolta e di trattamento delle acque reflue urbane, in particolare riducendo ulteriormente le emissioni di azoto, ma anche promuovendo l'efficienza energetica e la produzione di energia rinnovabile, concorrendo in tal modo al raggiungimento dell'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 sancito dal regolamento (UE) n. 1119/2021 del Parlamento europeo e del Consiglio.

In particolare, le considerazioni dell'Autorità in merito alle proposte di revisione delle direttive in analisi si sono soffermate sugli aspetti riguardanti il collettamento e il trattamento delle acque reflue, in ragione del rilevante impatto che le nuove regole potrebbero avere sul settore idrico e sui suoi utenti a livello nazionale.

Le valutazioni che seguono in relazione alla proposta della Commissione europea di revisione della direttiva acque reflue sono state elaborate sulla base dell'analisi dei dati in possesso dell'Autorità, con particolare riferimento ai dati raccolti nell'ambito dei procedimenti sulla qualità tecnica (per le consistenze e la suddivisione degli impianti) e dei procedimenti tariffari (relativamente alle quantificazioni economiche), per l'anno 2021. Con riferimento ai dati di qualità tecnica, si evidenzia come le informazioni siano relative a un campione di 145 gestioni che servono l'82,7% della popolazione italiana. Le quantificazioni economiche, invece, essendo relative a questioni molto specifiche, sono state tratte su campioni più ridotti di gestioni, che hanno evidenziato nei propri

Programmi degli interventi gli elementi ricercati in maniera sufficientemente esplicita. In generale, si osserva come le quantificazioni indicate sono da intendersi come le migliori stime disponibili a partire dai dati già in possesso di questa Autorità, che sono stati ottenuti tramite raccolte effettuate con scopi diversi da quelli qui indicati. Non sono, pertanto, da considerarsi come dati esaustivi, ma semplicemente come indicazione degli ordini di grandezza dei costi associati. Si è inoltre evidenziato che le valutazioni riportate sono state effettuate nell'ipotesi di approvazione della direttiva entro il 2023 e di recepimento da parte dell'ordinamento italiano entro il 2025; diversamente, le proposte relative alle scadenze andrebbero adattate.

La nuova definizione di agglomerato non fa più riferimento al concetto di popolazione/attività economiche "sufficientemente concentrate", ma è precisata facendo riferimento al carico inquinante delle acque reflue, individuando una soglia minima di concentrazione di abitanti equivalenti che deve essere pari ad almeno dieci abitanti equivalente per ettaro. L'Autorità ha manifestato apprezzamento per la nuova, più precisa, definizione di agglomerato, che potrebbe aiutare a correggere alcune disparità di applicazione rilevate in passato nei diversi Stati membri. In ogni caso, in sede di implementazione, si è suggerito di porre particolare attenzione al processo di definizione degli agglomerati, avendo cura di coinvolgere anche gli Enti di governo dell'ambito e i gestori del servizio idrico integrato, in quanto soggetti maggiormente a conoscenza della morfologia territoriale e delle implicazioni operative e di costo dell'estensione delle reti fognarie. Da valutare anche l'opportunità di precisare nelle disposizioni transitorie le modalità di gestione dell'eventuale discontinuità territoriale derivante dal disegno degli agglomerati conseguente alla nuova definizione: l'argomento potrebbe assumere rilievo non tanto per le condanne già in essere (che presumibilmente continueranno a seguire la definizione attualmente vigente), ma per le procedure di infrazione in corso, per le quali la nuova definizione di agglomerato (adeguatamente motivata) potrebbe fornire ulteriori elementi/risolvere alcune problematiche.

Riguardo ai sistemi di raccolta fognaria, la combinazione delle osservazioni tecniche ed economiche relative a questo articolo ha fatto propendere per la richiesta di posporre la scadenza di tale obbligo ad almeno il 31 dicembre 2035.

In merito ai sistemi individuali di depurazione, poiché oltre ai costi di adeguamento tecnico, andranno considerati anche i costi aggiuntivi per ispezioni/controlli e attività di *reporting*, l'Autorità ha proposto di estendere i termini di recepimento, in analogia con quanto proposto per gli impianti con trattamento secondario e terziario, cui la Commissione fa riferimento e, inoltre, ha suggerito di delimitare con più precisione l'ambito della delega alla Commissione.

Relativamente ai piani di gestione delle acque reflue urbane e riduzione degli effetti degli eventi meteorici, l'Autorità ha posto in evidenza come per gli agglomerati più grandi (maggiori o uguali a 100.000 A.E.) occorra distinguere le seguenti valutazioni:

- per quanto riguarda l'istituzione del Piano integrato di gestione delle acque reflue urbane entro il 31 dicembre 2030, dai dati a disposizione di questa Autorità è emerso come i gestori potenzialmente interessati dalla nuova disposizione siano circa il 41% del campione, per un numero di impianti di depurazione interessati dalla predisposizione del piano pari a 145 (5,3% del totale di impianti gestiti di potenzialità almeno pari a 2.000 A.E.). I numeri in considerazione portano a considerare sostanzialmente adeguate le tempistiche per l'introduzione del Piano;
- con riferimento, invece, agli obblighi di riduzione del carico prodotto dalle acque meteoriche entro il 2035, si è rilevato come siano previsti solo 5 anni per realizzare infrastrutture per ridurre l'inquinamento prodotto dalle

acque meteoriche. Tale tempistica è apparsa molto sfidante per la realizzazione di tali infrastrutture (vasche di prima pioggia o, addirittura, realizzazione di reti duali) e, pertanto, si è proposto di estenderla al 2040.

In relazione, invece, agli agglomerati compresi tra 10.000 e 100.000 A.E., la norma prevede:

- a) entro il 31 dicembre 2025, l'identificazione degli agglomerati in cui si verificano condizioni critiche specificate;
- b) entro il 31 dicembre 2035 l'istituzione del Piano integrato per tali agglomerati;
- c) entro il 31 dicembre 2040 la riduzione del carico prodotto dalle acque meteoriche in tali agglomerati.

Dai dati in possesso dell'Autorità risulta che gli impianti potenzialmente interessati siano 846 (34% degli impianti almeno pari a 2.000 A.E.). Pertanto, sulla base dei numeri indicati, l'Autorità ha evidenziato che la tempistica individuata per l'identificazione degli agglomerati che presentano criticità (31 dicembre 2025) sia troppo ravvicinata, e ciò potrebbe non consentire lo svolgimento di una compiuta analisi sui carichi inquinanti legati a tali agglomerati.

L'Autorità ha proposto di estendere tale tempistica al 2030, allineandola alla scadenza per l'istituzione del Piano integrato per gli agglomerati maggiori. Di conseguenza, pur mantenendo la scadenza del 2035 per l'istituzione del Piano integrato, potrebbe essere rivalutata, sempre in analogia con la proposta di revisione per gli agglomerati superiori a 100.000 A.E., la tempistica per l'adeguamento degli agglomerati compresi tra 10.000 e 100.000 A.E. alla riduzione dei carichi inquinanti, al 2045.

Riguardo al trattamento secondario la nuova proposta richiede di effettuare gli adeguamenti sugli impianti esistenti, mentre per i territori attualmente in procedura di infrazione per mancanza di depuratori, si presume che il progetto in corso di realizzazione preveda già almeno un trattamento. L'Autorità, pur condividendo la previsione della norma in questione, ha proposto, a titolo prudenziale, che la tempistica prevista dalla normativa sia prorogata al 31 dicembre 2030.

Sempre riguardo alle tempistiche, per quanto riguarda gli agglomerati compresi tra 1.000 e 2.000 A.E, considerando che le tempistiche di adeguamento variano generalmente tra 1 e 3 anni, mentre la realizzazione di nuovi depuratori è procedura complessa, anche solo per individuare il sito da utilizzare, l'Autorità ha ritenuto opportuno proporre una dilazione dei tempi, in analogia con quanto richiesto in tema di sistemi di raccolta fognaria, proponendo un termine al 31 dicembre 2035.

Le tempistiche previste dalla normativa relative al trattamento terziario si sono considerate adeguate.

In ordine al trattamento quaternario, si è evidenziata l'importanza di una definizione puntuale, coordinata e tempestiva delle aree sensibili (di cui all'art. 7 – trattamento terziario) e delle aree "a rischio" (in cui i microinquinanti determinano un rischio per la salute o per l'ambiente, di cui all'articolo 8 – trattamento quaternario): la possibile coincidenza o meno tra le due definizioni può determinare che impianti tra i 10.000 e i 100.000 A.E. rientrino nell'ambito di applicazione dei parametri sia dell'art. 7 sia dell'art. 8, oppure in uno solo dei due articoli, da cui l'esigenza di una valutazione complessiva.

In relazione alla responsabilità estesa del produttore, l'Autorità ha manifestato particolare apprezzamento per la previsione, che risponde al principio europeo "*chi inquina paga*".

Riguardo alla neutralità energetica degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane, l'Autorità ha proposto, sia per incentivare la produzione di energia rinnovabile sul territorio nazionale, sia per minimizzare le possibili procedure di infrazione, di richiedere maggiore flessibilità in relazione ai siti di produzione di energia, per esempio, attraverso la promozione delle forme di autoproduzione e di autoconsumo, secondo quanto previsto dalle direttive europee attuate in Italia dai decreti legislativi n. 199/2021 e n. 201/2021 o, perlomeno, consentendo di conteggiare come energia prodotta ai fini di questa direttiva anche eventuali quote di energia rinnovabile prodotte dai gestori degli impianti di trattamento dei reflui urbani o da aziende del medesimo gruppo in aree diverse dal sito di depurazione. Anche le soglie impiantistiche indicate sono parse particolarmente sfidanti, alla luce dei vincoli menzionati. Conseguentemente, si è proposto un innalzamento a 100.000 A.E. come soglia oltre la quale assegnare l'obiettivo di neutralità energetica.

Di conseguenza, in alternativa all'innalzamento della soglia impiantistica, si sono prospettate la rimodulazione e la dilazione dei termini dell'obbligo di neutralità energetica, per esempio nei termini che seguono: per il 20% dell'energia prodotta rispetto a quella consumata al 2030, per il 50% al 2035 e per il 75% al 2040.

Relativamente alla valutazione e gestione del rischio, con riferimento alle scadenze previste, l'Autorità ha proposto di unificare la previsione di svolgimento della valutazione e della gestione dei rischi (attualmente prevista dopo due anni) con le tempistiche previste per la definizione delle aree in cui la concentrazione o l'accumulo di microinquinanti costituisce un rischio per la salute umana o per l'ambiente (art. 8 sul trattamento quaternario), per le quali il termine massimo è previsto al 31 dicembre 2030. Tale unificazione di scadenze consentirebbe di esaminare in maniera più compiuta e complessiva la situazione dei diversi territori.

Riguardo alla trasparenza non si sono ravvisate particolari criticità, ma si è evidenziata l'opportunità di avvalersi dei sistemi di monitoraggio e di trasparenza esistenti, anche al fine di non duplicare le richieste ai gestori.

A tal proposito, peraltro, si posta in rilievo l'opportunità di menzionare nella proposta della Commissione europea il ruolo delle Autorità di regolazione tutt'oggi esistenti, spesso dotate di competenze di raccolta, di monitoraggio e di validazione dei dati richiesti agli operatori dei servizi interessati dalla direttiva. Tali competenze, infatti, possono risultare di grande rilievo nell'assicurare l'affidabilità dei dati raccolti presso gli operatori, che dovranno essere oggetto degli obblighi di *reporting* alla Commissione europea da parte dei governi nazionali.

Sul tema del monitoraggio l'Autorità ha considerato condivisibili le tempistiche proposte, anche in relazione alle pratiche già adottate dai gestori più virtuosi, pur evidenziando che l'incremento nell'attività di monitoraggio sarà inevitabilmente accompagnato da un incremento dei costi di gestione.

Memoria in merito al disegno di legge di conversione del decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, recante "Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali"

Con la memoria 11 aprile 2023, 161/2023/I/com, l'Autorità ha espresso alle Commissioni Finanze e Affari sociali della Camera dei deputati le proprie considerazioni in merito al decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, recante

“Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l’acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali” e, in particolare:

- sull’art. 1, comma 1, che dispone la rideterminazione, per il secondo trimestre 2023, da parte di questa Autorità, delle agevolazioni relative alle tariffe per le forniture di energia elettrica e di gas naturale ai clienti domestici economicamente svantaggiati e ai clienti in gravi condizioni di salute, fino alla concorrenza dell’importo di 400 milioni di euro; nonché sul comma 2 del medesimo art. 1 che prevede che, dal secondo trimestre 2023 e fino al 31 dicembre 2023, l’accesso alla tariffa agevolata per la fornitura di energia elettrica e il diritto alla compensazione per la fornitura di gas naturale per i nuclei familiari con almeno quattro figli a carico avvenga sulla base dell’Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) fino a 30.000 euro, anziché fino a 20.000 euro come in precedenza previsto per tali nuclei.

In proposito, si evidenzia che l’Autorità ha dato attuazione alla sopracitata disposizione con la delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com. Ci si sofferma, in particolare, sul fatto che la norma in esame prevede che la copertura del relativo onere economico sia a valere “sulle risorse disponibili sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali – CSEA per l’anno 2023”. A tale scopo saranno utilizzati i residui degli stanziamenti disposti per il rafforzamento del bonus sociale per i trimestri precedenti. Lo stesso art. 1, al comma 2, prevede che, dal secondo trimestre 2023 fino al 31 dicembre 2023, i bonus sociali elettrico e gas a favore dei nuclei familiari con almeno quattro figli a carico siano rideterminati sulla base dell’Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) pari a 30.000 euro, anziché i 20.000 euro attuali, fino alla concorrenza di 5 milioni di euro;

- sull’art. 2, commi 4 e 5, che recano, limitatamente al mese di aprile 2023, l’applicazione agli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi l’anno delle aliquote negative della componente tariffaria UG2C, pari al 35% del valore applicato nel trimestre precedente, nonché, per tutto il secondo trimestre 2023, l’azzeramento delle altre aliquote degli oneri generali di sistema per il settore gas.

Per queste finalità è autorizzata per l’anno 2023 la spesa di 280 milioni di euro, come somma di 160 milioni di euro, per l’applicazione della componente negativa UG2C ai consumi del mese di aprile 2023, e di 120 milioni di euro, per il mantenimento per l’intero secondo trimestre 2023 delle aliquote azzerate degli alti oneri generali di sistema. In particolare, l’onere per la componente tariffaria negativa UG2C (applicata ai consumi gas fino a 5.000 Smc/anno) nel mese di aprile è stimato sulla base di consumi, per tali scaglioni, per 1,4 miliardi di Smc. A tali volumi si applica, limitatamente al mese di aprile, un’aliquota di -11,3241 centesimi/Smc, mentre nel primo trimestre 2023 si è applicata un’aliquota di -32,3545 centesimi/Smc per tutti i mesi del trimestre. Con la delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com, questa Autorità ha dato attuazione alla norma in analisi, confermando l’annullamento delle componenti tariffarie RE, RET, GS, UG3, UG3T e fissando, per il mese di aprile 2023, a -11,3241 c€/mc (il 35 % del valore applicato nel primo trimestre 2023, pari a -32,3545 c€/mc) l’aliquota negativa dell’elemento UG2C applicabile agli scaglioni di consumo fino a 5.000 metri cubi l’anno. Ciò comporterà un corrispondente impatto sui prezzi complessivi applicati ai clienti finali del servizio di tutela, temperato dalla riduzione dei consumi tipica del periodo;

- sull’art. 3 che prevede la possibilità di erogare, previa adozione di un decreto interministeriale, un contributo in quota fissa e differenziato per zone climatiche, a parziale compensazione delle spese sostenute dalle famiglie per le spese di riscaldamento (a eccezione di quelle già titolari di bonus sociale), nel caso in cui nei mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023 la media dei prezzi giornalieri del gas naturale sul mercato all’ingrosso superi la soglia di 45 euro/MWh, fino alla concorrenza dell’importo di 1.000 milioni di euro.

Il comma 2 assegna a questa Autorità di regolazione la definizione delle modalità applicative e della misura del contributo, tenendo conto dei consumi medi di gas naturale, sulla base dei criteri fissati dal decreto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica, da adottare di concerto con il Ministro dell’economia e

delle finanze. Al riguardo, l’Autorità intende richiamare l’attenzione del Legislatore su alcuni aspetti di primaria importanza per l’attuazione di questa misura di protezione. In primo luogo, si ritiene necessario chiarire, in sede di conversione del decreto legge in esame, che il contributo in quota fissa e differenziato per zone climatiche deve essere applicato tramite le bollette elettriche (come si evince dal riferimento contenuto nella disposizione, ai “clienti domestici residenti”, dal momento che tale tipologia di utenza è individuata solo per le forniture di energia elettrica e non per quelle di gas, e dalla citazione fatta nella Relazione tecnica al provvedimento oggi in discussione). Ciò permette di raggiungere tutta l’utenza domestica residente e di erogare il contributo indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato per il riscaldamento; inoltre, il fatto che detto contributo sia erogato in quota fissa costituisce un incentivo al risparmio energetico. In secondo luogo, è necessario richiamare l’attenzione sui tempi di implementazione della misura. Affinché sia concesso agli operatori il tempo tecnico necessario per rendere il contributo efficace già dal primo mese di attuazione, è essenziale che il previsto decreto del Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell’economia e delle finanze, sia effettivamente adottato quanto prima, tenendo conto anche dei tempi necessari per la successiva consultazione prodromica al provvedimento dell’Autorità. Tra l’altro, la disposizione che prevede che siano esentate le famiglie titolari di bonus sociali (al riguardo, si ritiene opportuno che la norma espliciti il riferimento al bonus sociale elettrico) implica – ove confermata in sede di conversione – aggiustamenti ai sistemi di fatturazione dei venditori e, quindi, relativi ai tempi di attuazione. In terzo luogo, si valuta necessario un chiarimento in ordine al circuito del finanziamento della misura. L’Autorità considera possibili due opzioni: una prima opzione prevede il trasferimento delle somme stanziare alla CSEA (come già avviene per il bonus sociale) e da questa alle imprese distributrici (di energia elettrica, per quanto detto sopra) e da queste ai venditori; una seconda opzione prevede, invece, che le somme stanziare siano erogate dall’Agenzia delle entrate direttamente alle società di vendita. Tenendo conto del fatto che la misura potrebbe interessare, ove il prezzo medio mensile del gas naturale superasse la soglia prevista dalla norma, oltre 18 milioni di utenze (pari a 23,5 milioni di clienti domestici residenti meno circa 5 milioni di titolari di bonus sociale), l’Autorità considera preferibile perseguire la soluzione meno complessa sotto il profilo dell’attuazione. Infine, l’orizzonte della misura limitato al solo trimestre ottobre-dicembre 2023 presenta criticità sotto il profilo sia della protezione dei consumatori nell’intero periodo invernale 2023/2024, dato che eventuali prezzi elevati del gas nei mesi tra gennaio e marzo 2024 non darebbero luogo al contributo previsto, sia per il rapporto benefici/costi dell’implementazione della misura che – come visto – richiede importanti aggiustamenti dei sistemi informativi dei venditori. L’Autorità assicura sin da ora alle strutture ministeriali competenti la doverosa e consueta collaborazione per l’implementazione più efficace della norma in esame.

Memoria in merito al disegno di legge “Conversione in legge del decreto legge 14 aprile 2023, n. 39 recante disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche”

Con la memoria 4 maggio 2023, 178/2023/II/idr, l’Autorità ha illustrato alle Commissioni Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazioni, innovazione tecnologica e Industria, commercio, turismo, agricoltura e produzione agroalimentare del Senato della Repubblica le proprie osservazioni in merito al decreto legge 14 aprile 2023, n. 39, recante “Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche”, ai fini della relativa conversione in legge.

Il provvedimento in discussione è inquadrabile come una misura emergenziale che si affianca a ulteriori interventi normativi e regolatori a carattere strutturale che, con specifico riferimento al servizio idrico integrato, si sono susseguiti nell'ultimo lustro per contrastare l'emergenza idrica e, più in generale, nell'ultimo decennio per il potenziamento infrastrutturale del comparto. Si rammentano la regolazione della qualità tecnica (varata dall'Autorità alla fine del 2017, considerando centrale l'adozione di azioni correttive volte al controllo e alla limitazione delle perdite idriche), le norme che disciplinano il Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico, nonché le disposizioni adottate in via d'urgenza nel mese di agosto per un rafforzamento della *governance* del settore, tese a superare le perduranti situazioni inerziali con riferimento alle procedure di affidamento del servizio, soprattutto nei contesti (principalmente nel Sud e nelle Isole) in cui si riscontrano rilevanti carenze infrastrutturali.

In particolare, con riferimento alle competenze istituzionali dell'Autorità, si è ritenuto di soffermarsi sui seguenti aspetti connessi alle misure previste dal decreto legge n. 39/2023:

- la ricognizione degli interventi di urgente realizzazione per fare fronte nel breve termine alla crisi idrica, evidenziando l'opportunità che il programma di quelli individuati dalla Cabina di regia sia coordinato con il "Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico" di cui al comma 516 dell'art. 1 della legge n. 205/2017, come riformulato a opera del decreto legge n. 121/2021, in tal modo ricomponendo, aggiornandolo, un unico quadro omogeneo di programmazione di tutti gli interventi (per i quali vengano assegnate risorse pubbliche) necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità, all'aumento della resilienza ai cambiamenti climatici e alla riduzione delle dispersioni di risorse idriche;
- il monitoraggio degli investimenti e la regolazione della qualità tecnica nel servizio idrico integrato, auspicando, per gli usi diversi dal civile (irriguo e manifatturiero), l'adozione di meccanismi incentivanti per la promozione dell'efficienza e per il miglioramento della qualità analoghi a quelli adottati dall'Autorità, al fine di promuovere strutturali miglioramenti qualitativi in tutti i settori di impiego delle risorse idriche;
- le misure per favorire l'uso efficiente dell'acqua, evidenziando l'impegno dell'Autorità in iniziative ispirate al principio di "*water conservation*", nonché in quelle volte alla valorizzazione delle potenzialità del riuso della risorsa idrica, valutando positivamente l'intervento normativo che ci occupa, che introduce prime semplificazioni per autorizzare (fino al 31 dicembre 2023) il riutilizzo delle acque reflue depurate, pur proponendo interventi che ne potenzino la portata, comunque assicurandone la sostenibilità (in particolare, sotto il profilo sanitario e ambientale).

Memoria in merito alla "Povertà energetica, erogazione dei bonus sociali e il sistema di tariffazione dei rifiuti"

Con la memoria 23 maggio 2023, 232/2023/I/com, l'Autorità si è soffermata, dinanzi alla Commissione Ambiente e Attività produttive della Camera dei deputati, su precise tematiche di rilevante interesse per la collettività e il Paese, quali la povertà energetica, i bonus sociali elettrico, gas e idrico a favore dei clienti in condizioni di disagio economico e la definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale (2024-2025) delle tariffe del servizio di gestione dei rifiuti urbani.

I bonus sociali elettrico e gas per disagio economico costituiscono in Italia certamente gli strumenti che, per longevità, maggiore diffusione sul territorio nazionale e impatto sui nuclei familiari interessati costituiscono una misura consolidata per contrastare la povertà energetica nel nostro Paese.

In particolare, la normativa che ha introdotto, prima, il bonus sociale elettrico e, poi, il bonus sociale gas ha individuato nell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE), di cui al decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 109, e s.m.i., lo strumento per identificare i nuclei familiari in situazione di effettiva vulnerabilità economica che, in quanto tali, hanno diritto ad accedere alle due agevolazioni. I bonus sociali sono sostanzialmente costituiti da erogazioni dirette in bolletta (sconti per i percettori), il cui ammontare dipende da fattori quali i prezzi dell'energia, il numero dei componenti del nucleo familiare e, per il solo gas, la zona climatica di residenza e gli utilizzi previsti del combustibile nello specifico nucleo familiare.

Tale strumento risulta:

- 1) pienamente compatibile con mercati energetici concorrenziali, in quanto i beneficiari sono liberi di cambiare fornitore;
- 2) basato sulle condizioni economiche e patrimoniali complessive dell'intero nucleo familiare, come rappresentate dall'ISEE;
- 3) idoneo a stimolare comportamenti virtuosi nelle famiglie interessate, in quanto, a parità di altre condizioni, una famiglia capace di ridurre i propri consumi energetici non vede ridursi il valore del bonus, aumentando così il peso dello sconto sulla bolletta;
- 4) in qualche misura in grado di consentire l'accesso anche a famiglie che si trovino in condizioni improvvise di difficoltà economiche, riconosciute attraverso il cosiddetto "ISEE corrente", che può essere richiesto da coloro che hanno già ottenuto un ISEE ordinario che, tuttavia, non rispecchia più la situazione economica del nucleo familiare e che, quindi, risulta superato;
- 5) adeguato a sostenere anche la quota di riscaldamento condominiale per le famiglie che vivono in condomini con riscaldamento a gas metano.

Si tratta di un intervento diretto di natura economica, che non incide, ovviamente, sulle abitudini di consumo delle famiglie beneficiarie e che va, dunque, affiancato a interventi strutturali in grado di promuovere l'efficienza energetica o, più in generale, la riduzione nel tempo dei consumi energetici dei nuclei familiari.

Per l'anno 2023 la soglia di accesso ai bonus energetici è pari a 15.000 euro per i nuclei familiari con meno di 4 figli fiscalmente a carico e a 30.000 euro per quelli con almeno 4 figli a carico.

Risulta opportuno rammentare che le due agevolazioni energetiche per disagio economico sono divenute automatiche dal 1° gennaio 2021. Pertanto, l'attribuzione di tali agevolazioni agli aventi diritto prescinde dalla presentazione di una specifica domanda di ammissione da parte degli interessati e si basa sullo scambio di flussi informativi tra l'INPS, il Sistema informativo integrato (SII) gestito da Acquirente unico e gli operatori interessati, secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità.

Il passaggio all'automatismo ha determinato, per le forniture energetiche, un significativo aumento della platea dei beneficiari (nuclei familiari) che, nel 2021, sono stati poco meno di 2,5 milioni per il bonus elettrico e poco più di 1,5 milioni per quello gas (registrando un incremento, rispettivamente, del 208,9% e del 182,7% rispetto al 2020, ultimo anno di applicazione del meccanismo c.d. "a domanda") e che, nel 2022, sono ulteriormente aumentati, rispettivamente, a oltre 3,7 e 2,4 milioni di nuclei familiari (incremento in parte dovuto anche all'innalzamento della soglia di accesso di cui si è accennato sopra).

Per l'anno 2023, si può stimare un ulteriore incremento dei beneficiari dei bonus sociali elettrico e gas, che potrebbero ammontare a circa 5 milioni di nuclei familiari.

Come il bonus sociale energetico per disagio economico, anche il bonus sociale idrico è riconosciuto automaticamente dal 1° gennaio 2021 agli aventi diritto, ossia senza necessità per questi ultimi di presentare un'apposita domanda. Il bonus idrico, sulla base di quanto previsto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 13 ottobre 2016, corrisponde al valore economico di 50 litri di acqua al giorno per componente del nucleo familiare.

Riguardo all'erogazione del bonus idrico, la debolezza della *governance* in questo contesto si riflette, altresì, nei ritardi relativi al soddisfacimento degli obblighi posti in capo ai gestori ai fini dell'erogazione del bonus stesso, pertanto, l'Autorità è orientata a valutare specifiche misure – anche di *"sunshine regulation"* – volte a rendere efficace, in tali specifiche situazioni, il meccanismo di riconoscimento automatico dell'agevolazione, a tutela del diritto al riconoscimento del bonus sociale idrico, ove ne sussistano i requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa e dalla regolazione attuativa definita dall'Autorità.

L'Autorità ha recentemente avviato il procedimento per la definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale (2024-2025) delle predisposizioni tariffarie del servizio di gestione dei rifiuti urbani, presentate in osservanza del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio (MTR-2), al fine di aggiornare talune componenti di costo ammesse al riconoscimento tariffario, anche rideterminando il valore dei parametri macroeconomici di riferimento. L'aggiornamento della regolazione, improntata sin dall'inizio a criteri di trasparenza, di certezza e di sostenibilità, avviene in una fase in cui il comparto della gestione dei rifiuti (di grande rilevanza per i cittadini, per le istituzioni pubbliche attive nel settore e per il tessuto economico e industriale), anche in virtù delle *milestones* considerate nel Piano nazionale di ripresa e resilienza – PNRR, si accinge a essere interessato da un nuovo sistema di regole volto a consolidare un nuovo scenario evolutivo, affrontando, allo stesso tempo, le incertezze in materia di trasparente avvicendamento tra gestori, con il prossimo varo del contratto di servizio tipo, e, in autunno, del bando di gara tipo e le difficoltà nel contemperare la copertura degli oneri per la gestione della raccolta differenziata, gli standard tecnici delle attività di recupero e smaltimento e le risorse effettivamente generate con la valorizzazione dei materiali.

Nel 2017 il Legislatore ha conferito all'Autorità un mandato ampio e di notevole ambizione per un settore che da tempo dimostrava importanti criticità. Infatti, sono state attribuite all'Autorità precise funzioni di regolazione e di controllo, in particolare in materia di:

- predisposizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio *"chi inquina paga"*;
- fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- approvazione delle tariffe definite, ai sensi della legislazione vigente, dall'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
- verifica della corretta redazione dei piani di ambito esprimendo osservazioni e rilievi.

Con la delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, l'Autorità ha adottato il Metodo tariffario rifiuti (MTR2) per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, integrando e sviluppando – comunque, in un quadro generale di regole

stabile e certo – la regolazione applicata a partire dal 2018 e declinata nell’MTR di cui alla delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif. In particolare, è stata confermata l’impostazione generale che ha contraddistinto la metodologia tariffaria nel primo periodo regolatorio, basata sulla verifica e sulla trasparenza dei costi, richiedendo che la determinazione delle entrate tariffarie avvenisse sulla base di dati certi, validati e desumibili da fonti contabili obbligatorie e che la dinamica per la loro definizione fosse soggetta a un limite di crescita, differenziato in ragione degli obiettivi di miglioramento della qualità del servizio reso agli utenti e/o di ampliamento del perimetro gestionale individuati dagli Enti territorialmente competenti, confermando, altresì, le corrispondenti leve messe a disposizione nel primo periodo regolatorio, in un rinnovato (e coerente) quadro di responsabilizzazione a livello locale. Con l’MTR-2, nell’esercizio delle prerogative attribuite all’Autorità dalla legge n. 205/2017, oltre a confermare l’impostazione generale dell’MTR, è stato ampliato il perimetro di intervento. Tra le misure maggiormente significative, meritano menzione la previsione di una programmazione quadriennale e l’introduzione di una regolazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, volta a favorire il ricorso a impianti di trattamento collocati più in alto nella gerarchia dei rifiuti di matrice eurounitaria e penalizzando il conferimento in discarica. Il processo che ha condotto alla definizione dell’MTR-2 ha, peraltro, beneficiato di un’ampia e articolata partecipazione di tutti i soggetti interessati, considerata la molteplicità dei temi affrontati e le peculiarità del comparto, stabilmente assoggettato a un sistema di orientamenti di matrice eurounitaria, secondo il paradigma dell’economia circolare, e al centro di rilevanti dinamiche di innovazione tecnologica. Comparto, peraltro, caratterizzato da una struttura di *governance* multilivello particolarmente complessa, oltre che da un assetto gestionale notevolmente parcellizzato. Dal punto di vista istituzionale, l’Autorità ha avviato un confronto strutturato e periodico con i soggetti territorialmente competenti, al fine di acquisire utili elementi per l’azione regolatoria in questione, anche attraverso diversi incontri del Tavolo tecnico permanente istituito dall’Autorità con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, cui hanno partecipato rappresentanti delle associazioni maggiormente rappresentative delle regioni e delle autonomie locali (Conferenza delle regioni e delle province autonome, Unione province d’Italia, Associazione nazionale comuni italiani, Associazione nazionale degli enti di governo d’ambito per l’idrico e i rifiuti). Con specifico riferimento alle tariffe di accesso agli impianti di trattamento di chiusura del ciclo, l’Autorità con l’MTR-2, secondo l’approccio asimmetrico stabilmente adottato, ha introdotto strumenti di regolazione modulati in ragione del grado di integrazione del soggetto incaricato della gestione dei rifiuti e della valutazione del livello di efficacia dell’eventuale pressione competitiva nel contribuire alla promozione di efficienza allocativa, in base ai quali declinare anche gli opportuni meccanismi di incentivazione.

In particolare, l’Autorità ha previsto una classificazione degli impianti esistenti che permettesse di identificare quelli da assoggettare a regolazione, tenendoli distinti dagli altri, introducendo le definizioni di impianti di chiusura del ciclo “integrati” e “minimi” e di impianti di chiusura del ciclo “aggiuntivi”. Più in dettaglio, la disciplina messa in atto dall’Autorità detta dei criteri ai fini dell’individuazione degli impianti di chiusura del ciclo “minimi” prevedendo che possano essere identificati come “minimi” gli impianti di trattamento, presenti sul territorio considerato, che:

- offrano una capacità in un mercato con rigidità strutturali, caratterizzato da un forte e stabile eccesso di domanda e da un limitato numero di operatori;
- in aggiunta a quanto previsto al precedente alinea, soddisfino le seguenti condizioni alternative: i) avere una capacità impegnata per flussi garantiti da strumenti di programmazione o da altri atti amministrativi; ii) essere già stati individuati in sede di programmazione, sulla base di decisioni di soggetti competenti alla chiusura del ciclo di gestione dei rifiuti. Di contro, sono qualificati come impianti di chiusura del ciclo “aggiuntivi” (in tutto o in parte) tutti quelli non individuati come “minimi” e non integrati nella gestione.

La disciplina degli impianti "minimi" configura, dunque, un istituto regolatorio inerente all'ambito tariffario, che ha la funzione di ridurre il potere di mercato dei gestori di impianti in situazioni in cui vi sia uno stabile eccesso di domanda e un limitato numero di operatori, contenendo gli effetti negativi per l'utente dell'assenza di concorrenza in alcuni contesti regionali. Nel delineare la citata disciplina l'Autorità non ha, quindi, inteso svolgere alcuna delle funzioni di programmazione che la legge affida ai diversi livelli istituzionali (e, in particolare, alle regioni), demandando al competente livello territoriale la decisione in ordine all'individuazione degli impianti "minimi" da assoggettare alla regolazione. Detto intervento regolatorio ha preso le mosse da un riscontrato *deficit* impiantistico. Al riguardo vale la pena rammentare che, in sede di elaborazioni degli orientamenti per la regolazione del settore, l'Autorità ha espressamente richiamato la segnalazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato formulata ai fini dell'adozione della legge annuale per il mercato e la concorrenza per l'anno 2021, da cui emerge un *"rilevante gap impiantistico, soprattutto nelle aree del centro e del sud del Paese, che non riescono a trattare tutto il rifiuto urbano residuo raccolto, che viene quindi in parte destinato a impianti localizzati al Nord o all'estero. Tale situazione appare generare diverse criticità concorrenziali, (...) e vale a definire un eccessivo potere di mercato in capo ai pochi impianti esistenti, con un possibile incremento dei costi di complessiva gestione dei rifiuti urbani e maggiore spesa per i cittadini"*. Peraltro, la stessa Autorità garante della concorrenza e del mercato, già nell'ambito dell'"Indagine conoscitiva sui rifiuti solidi urbani" del 2016, aveva, in particolare, sottolineato la necessità di una regolazione tariffaria volta a mantenere sotto controllo il rischio di esercizio di potere di mercato sulla parte di domanda eccedente rispetto alla capacità impiantistica locale, nonché a scoraggiare lo smaltimento in discarica, responsabile di esternalità negative per l'ambiente e attività idonea a spiazzare le filiere del recupero e del riutilizzo. Attraverso l'istituto degli impianti "minimi", l'Autorità ha dunque sottoposto a regolazione tariffaria non tutti gli impianti di trattamento, ma solo quelli che insistono in realtà di mercato con rigidità strutturali, in cui vi è il rischio che il corrispettivo stabilito dal gestore si attesti a un livello molto elevato a causa del potere di mercato di cui godono i pochi operatori presenti. Tale scelta dell'Autorità è conforme agli obiettivi che il Legislatore ha affidato al Regolatore, ex legge n. 481/1995 (richiamata, come detto, dallo stesso art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017), e, in particolare, all'obiettivo di "promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità" sotto un duplice profilo: da un lato, la regolazione tariffaria non interviene in ambiti caratterizzati da un mercato concorrenziale; dall'altro, la regolazione indipendente assolve il compito di "mimare" gli effetti della concorrenza in contesti in cui il mercato consente ai pochi operatori presenti rendite eccessive. Peraltro, al fine di favorire gli investimenti nella filiera impiantistica del trattamento dei rifiuti, promuovendo quelli più rilevanti in termini di benefici per il sistema, la regolazione di accesso agli impianti "minimi" prevede che il limite alla crescita annuale dei corrispettivi debba essere modulato in funzione di un fattore che tiene conto delle caratteristiche tecnologiche e ambientali dell'impianto, incentivando soluzioni di trattamento sempre più innovative e ambientalmente sostenibili. Detto limite, inoltre, è determinato in base a valutazioni di prossimità con riferimento ai flussi in ingresso agli impianti, rimesse agli enti territorialmente competenti, a beneficio delle comunità ricadenti in aree limitrofe agli stessi, come meccanismo di promozione dell'accettazione sociale degli investimenti indispensabili per il riequilibrio dei flussi fisici dei rifiuti e la chiusura del ciclo.

L'istituto degli impianti "minimi" assume, dunque, un carattere puramente regolatorio, che non interferisce con gli obiettivi della programmazione e con le necessità impiantistiche stabilite da ogni regione con riferimento al proprio territorio (nella relativa pianificazione, in coerenza con i criteri stabiliti nel Programma nazionale di gestione dei rifiuti – PNGR), innestandosi piuttosto nel solco di una programmazione già esistente. Il settore del ciclo dei rifiuti, per quanto complesso e ricco di significative sfaccettature, ha risposto in modo ampiamente soddisfacente alla nuova regolazione definita dall'Autorità già a partire dalla prima metodologia tariffaria varata

nel 2019. Con particolare riferimento al più recente MTR-2, si precisa che sono state trasmesse all’Autorità – ai fini della verifica della coerenza regolatoria degli atti elaborati e della conseguente approvazione – le predisposizioni dei Piani economico-finanziari 2022-2025 recanti le entrate tariffarie per 5.987 ambiti tariffari (di cui 5.961 comunali e 26 pluricomunali, per una copertura di circa 52,3 milioni di abitanti serviti), nonché le proposte tariffarie per 61 impianti di trattamento qualificati come “minimi” o come impianti “intermedi” dai quali provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo “minimi”. Infine, a conferma dell’ampio margine di declinabilità della definizione adottata a fini regolatori, si evidenzia che alcune Regioni (Lombardia, Sardegna e Molise) hanno comunicato di non ritenere opportuno individuare impianti “minimi” nel territorio di competenza.

La delibera 363/2021/R/rif e i contenuti del citato MTR-2 sono stati confermati dal Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, nell’ambito del Programma nazionale di gestione dei rifiuti (PNGR) adottato con il decreto 24 giugno 2022, n. 257, individuato quale strumento con il quale fissare i macro-obiettivi, i criteri e le linee strategiche cui le regioni e province autonome devono attenersi nell’elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti. In particolare – anche tenuto conto degli approfondimenti svolti nell’ambito del Tavolo tecnico istituito presso il menzionato Ministero (al quale partecipano questa stessa Autorità, le regioni, le due province autonome e l’Associazione nazionale dei comuni italiani) – il PNGR, al Capitolo 5 (“Gestione dei rifiuti urbani e ricognizione impiantistica”), richiama espressamente la tassonomia introdotta dall’Autorità per gli impianti di trattamento dei rifiuti urbani, confermando il perimetro di applicazione della regolazione tariffaria, nonché la distinzione tra impianti “integrati”, “minimi” e “aggiuntivi”. Inoltre, in sede di individuazione dei “criteri e [delle] linee strategiche per l’elaborazione dei piani regionali”, il paragrafo 9.6 del PNGR si sofferma sulla “pianificazione regionale e la classificazione degli impianti di trattamento”, evidenziando, tra l’altro, che *“le attività necessarie per l’elaborazione dei Piani regionali, in particolare l’analisi dei flussi, a supporto della pianificazione per tracciare i rifiuti e colmare i gap impiantistici, (...) sono azioni altresì funzionali e sinergiche alla ricognizione e alla classificazione degli impianti di trattamento, richieste da ARERA secondo la tassonomia illustrata nel Capitolo 5, e ai connessi adempimenti ai sensi della deliberazione 363/2021/R /rif recante il Metodo Tariffario Rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025, con specifico riferimento alla determinazione delle tariffe di accesso per il trattamento dei rifiuti conferiti. Peraltro, l’esito di tale classificazione e, in particolare, le scelte in ordine alla qualificazione degli impianti di chiusura del ciclo come «minimi» devono trovare adeguata giustificazione e sviluppo nei pertinenti atti di programmazione regionale”*. Pertanto, l’individuazione degli impianti “minimi” è espressamente contemplata dal PNGR tra i criteri della pianificazione regionali (a cui devono conformarsi le regioni, ai sensi dell’art. 199, comma 8, del decreto legislativo n. 152/2006), denotando un’azione coordinata tra le istituzioni chiamate, nel rispetto delle rispettive funzioni, a delineare il quadro di regole per favorire il conseguimento dei *target* definiti nel c.d. “Pacchetto dell’economia circolare” e, allo stesso tempo, attenuare il divario impiantistico tra le diverse aree del Paese. Da ultimo, si evidenzia che una condivisione dei presupposti alla base della disciplina varata dall’Autorità per la regolazione delle tariffe di accesso agli impianti è emersa anche dalla segnalazione dell’Autorità garante della concorrenza e del mercato dello scorso 22 dicembre 2022, che riconosce la rilevanza – sotto il profilo antitrust – dei requisiti indicati dall’MTR-2 ai fini dell’assoggettabilità degli impianti di trattamento alla regolazione tariffaria, richiedendo alle regioni una individuazione degli impianti “minimi” che risulti coerente con i criteri fissati dall’MTR-2. Più in dettaglio, l’Autorità garante della concorrenza e del mercato ha segnalato alla Conferenza permanente Stato, Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano e ai Presidenti delle citate regioni e delle province autonome, che *“il protezionismo locale che talune regioni hanno introdotto tramite una disciplina regionale ad hoc, facendo asseritamente attuazione della delibera ARERA sugli impianti minimi per poi discostarsi, nella sostanza, dai presupposti stessi della sua adozione, non rappresenta (...) una soluzione compatibile con la disciplina antitrust”*, auspicando quindi *“non soltanto che l’individuazione degli impianti minimi avvenga, per*

il futuro, in presenza dei requisiti di rigidità strutturale del mercato del trattamento della FORSU individuati da ARERA (un forte e stabile eccesso di domanda e un limitato numero di operatori), ma anche che vengano modificate coerentemente le delibere regionali non conformi, (...) affinché la deliberazione dell’Autorità n. 363/21 trovi applicazione per il raggiungimento degli obiettivi individuati dal regolatore stesso”.

Memoria in merito al disegno di legge “Conversione in legge del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, recante disposizioni urgenti per l’attuazione di obblighi derivanti da atti dell’unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano”

Con la memoria 28 giugno 2023, 306/2023/1/com, l’Autorità ha formulato le proprie osservazioni alla Commissione Politiche dell’Unione europea del Senato, in merito all’esame del disegno di legge “Conversione in legge del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, recante disposizioni urgenti per l’attuazione di obblighi derivanti da atti dell’Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano” (A.S. 755), con specifico riferimento:

- 1) all’art. 21 che reca disposizioni in materia di interrompibilità del servizio elettrico. Al riguardo, l’Autorità ha rilevato che detta norma consente di regolare il servizio attualmente denominato di “interrompibilità del carico” secondo le procedure usualmente utilizzate per gli altri servizi ancillari, in base alle quali l’Autorità definisce i criteri e le modalità per l’approvvigionamento delle risorse in modo neutro rispetto alla tecnologia mentre Terna identifica le caratteristiche tecniche del servizio e implementa le procedure tecniche per l’approvvigionamento;
- 2) all’art. 22 che abroga il comma 4-*bis* dell’art. 23 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che sanciva un obbligo a carico del Regolatore nazionale di riconoscere una integrale copertura tariffaria degli investimenti relativi al potenziamento o alla nuova costruzione di reti e di impianti in comuni metanizzati o da metanizzare, in specifiche località del Paese, considerando presuntivamente e positivamente valutata l’efficienza dell’investimento. In proposito, l’Autorità concorda pienamente con l’abrogazione del comma 4-*bis* dell’art. 23 del decreto legislativo n. 164/2000, al fine di impedire uno sviluppo inefficiente del servizio, a detrimento dei clienti finali chiamati a sostenere i conseguenti oneri impropri.

Infine, l’Autorità ha richiamato l’attenzione della Commissione sull’obbligo per l’Italia, derivante dalla comunicazione della Commissione europea 2023/C 56/02, in relazione all’adeguamento, entro il 31 dicembre 2023, dei regimi di aiuti a favore dell’ambiente e dell’energia.

Memoria sulla proposta di risoluzione n. 7-00002 sul sistema di tariffazione dei rifiuti con particolare riferimento agli impianti minimi

Con la memoria 10 luglio 2023, 309/2023/1/rif, l’Autorità ha espresso le proprie considerazioni alla Commissione Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazioni, innovazione tecnologica del Senato della Repubblica, in merito alla proposta di risoluzione sul sistema di tariffazione dei rifiuti e sui c.d. “impianti minimi”, precisando che si tratta di una tematica cui la stessa sta dedicando particolari attenzione e sforzi, tenuto conto della grande rilevanza per i cittadini, per le istituzioni pubbliche attive nel settore e per il tessuto economico e industriale, anche in ragione delle *milestones* considerate nel Piano nazionale di ripresa e resilienza – PNRR.

Con specifico riferimento al tema della presente audizione, l'Autorità ha sottolineato come il Legislatore le abbia assegnato precise funzioni di regolazione e di controllo, in materia di:

- predisposizione e aggiornamento del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione, a copertura dei costi di esercizio e di investimento, compresa la remunerazione dei capitali, sulla base della valutazione dei costi efficienti e del principio "chi inquina paga";
- fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- approvazione delle tariffe definite, ai sensi della legislazione vigente, dall'ente di governo dell'ambito territoriale ottimale per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
- verifica della corretta redazione dei piani di ambito esprimendo osservazioni e rilievi.

Tali funzioni sono attribuite all'Autorità con i medesimi poteri e nel quadro dei principi, delle finalità e delle competenze – anche di natura sanzionatoria – stabiliti dalla legge istitutiva n. 481/1995.

Attraverso l'istituto degli impianti "minimi", l'Autorità ha, dunque, sottoposto a regolazione tariffaria non tutti gli impianti di trattamento, ma solo quelli che insistono in realtà di mercato con rigidità strutturali, in cui vi è il rischio che il corrispettivo stabilito dal gestore si attesti a un livello molto elevato a causa del potere di mercato di cui godono i pochi operatori presenti. Tale scelta dell'Autorità è altresì conforme agli obiettivi che il Legislatore ha affidato al Regolatore, ex legge n. 481/1995 (richiamata dallo stesso art. 1, comma 527, della legge n. 205/2017), e, in particolare, all'obiettivo di *"promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità"* sotto un duplice profilo: da un lato, la regolazione tariffaria non interviene in ambiti caratterizzati da un mercato concorrenziale; dall'altro, la regolazione indipendente assolve il compito di "mimare" gli effetti della concorrenza in contesti in cui il mercato consente ai pochi operatori presenti rendite eccessive. Inoltre, al fine di favorire gli investimenti nella filiera impiantistica del trattamento dei rifiuti, promuovendo quelli più rilevanti in termini di benefici per il sistema, la regolazione di accesso agli impianti "minimi" prevede che il limite alla crescita annuale dei corrispettivi debba essere modulato in funzione di un fattore che tiene conto delle caratteristiche tecnologiche e ambientali dell'impianto, incentivando soluzioni di trattamento sempre più innovative e ambientalmente sostenibili.

Pertanto, l'istituto degli impianti "minimi" assume un carattere puramente regolatorio, che non interferisce con gli obiettivi della programmazione e con le necessità impiantistiche stabilite da ogni regione con riferimento al proprio territorio (nella relativa pianificazione, in coerenza con i criteri stabiliti nel Programma nazionale di gestione dei rifiuti – PNGR), innestandosi piuttosto nel solco di una programmazione già esistente. Infine, a conferma dell'ampio margine di declinabilità della definizione adottata ai fini regolatori, si evidenzia che alcune Regioni (Lombardia, Sardegna e Molise) hanno comunicato di non ritenere opportuno individuare impianti "minimi" nel territorio di competenza.

L'Autorità è stata chiamata a regolare, tra l'altro, un servizio connotato, simultaneamente, da forti ambizioni assegnate alle attività di pianificazione (nazionale e regionale), per un verso, e da grandi pressioni alla libera concorrenza, per un altro. Prese singolarmente, entrambe le spinte sono evidentemente animate dal fine ultimo di realizzare soluzioni che siano vantaggiose per il cittadino fruitore del servizio, ma le modalità con cui possono combinarsi, di volta in volta e in talune circostanze spazio-temporali, possono viceversa tradursi in costi aggiuntivi.

Il settore del ciclo dei rifiuti, per quanto complesso e ricco di significative sfaccettature, ha risposto in modo ampiamente soddisfacente alla nuova regolazione definita dall'Autorità, già a partire dalla prima metodologia tariffaria varata nel 2019.

Con particolare riferimento al più recente MTR-2, si è precisato che sono state trasmesse all'Autorità, ai fini della verifica della coerenza regolatoria degli atti elaborati e della conseguente approvazione, le predisposizioni dei Piani economico-finanziari 2022-2025 recanti le entrate tariffarie per 5.987 ambiti tariffari (di cui 5.961 comunali e 26 pluricomunali, per una copertura di circa 52,3 milioni di abitanti serviti), nonché le proposte tariffarie per 61 impianti di trattamento qualificati come "minimi" o come impianti "intermedi" dai quali provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi".

La delibera 363/2021/R/rif e i contenuti del citato MTR-2 sono stati confermati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nell'ambito del Programma nazionale di gestione dei rifiuti (PNGR) adottato con il decreto 24 giugno 2022, n. 257, e individuato quale strumento con il quale fissare i macro-obiettivi, i criteri e le linee strategiche cui le regioni e le province autonome devono attenersi nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti.

Pertanto, l'individuazione degli impianti "minimi" è espressamente contemplata dal PNGR tra i criteri della pianificazione regionale, a cui devono conformarsi le regioni, ai sensi dell'art. 199, comma 8, del decreto legislativo n. 152/2006, denotando un'azione coordinata tra le istituzioni chiamate, nel rispetto delle rispettive funzioni, a delineare il quadro di regole per favorire il conseguimento dei target definiti nel c.d. "Pacchetto dell'economia circolare" e, allo stesso tempo, attenuare il divario impiantistico tra le diverse aree del Paese. Si evidenzia, poi, che una condivisione dei presupposti alla base della disciplina varata dall'Autorità per la regolazione delle tariffe di accesso agli impianti è emersa anche dalla segnalazione dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato dello scorso 22 dicembre 2022, che riconosce la rilevanza, sotto il profilo antitrust, dei requisiti indicati dall'MTR-2 ai fini dell'assoggettabilità degli impianti di trattamento alla regolazione tariffaria, richiedendo alle regioni una individuazione degli impianti "minimi" che risulti coerente con i criteri fissati dall'MTR-2. Più in dettaglio, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha segnalato alla Conferenza permanente Stato, Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano e ai Presidenti delle citate regioni e delle province autonome, che *"il protezionismo locale che talune regioni hanno introdotto tramite una disciplina regionale ad hoc, facendo asseritamente attuazione della delibera ARERA sugli impianti minimi per poi discostarsi, nella sostanza, dai presupposti stessi della sua adozione, non rappresenta (...) una soluzione compatibile con la disciplina antitrust"*, auspicando quindi *"non soltanto che l'individuazione degli impianti minimi avvenga, per il futuro, in presenza dei requisiti di rigidità strutturale del mercato del trattamento della FORSU individuati da ARERA (un forte e stabile eccesso di domanda e un limitato numero di operatori), ma anche che vengano modificate coerentemente le delibere regionali non conformi, (...) affinché la deliberazione ARERA n. 363/21 trovi applicazione per il raggiungimento degli obiettivi individuati dal regolatore stesso (colmare il gap impiantistico di Regioni deficitarie)"*.

Alla luce di quanto sopra evidenziato, nell'ambito dell'imminente aggiornamento biennale del metodo tariffario MTR-2, l'Autorità, preso atto dell'esistenza della tipologia di impianti "minimi" individuati sulla base del PNGR e della regolazione dalla stessa Autorità varata, nonché delle richiamate funzioni essenziali che le medesime amministrazioni perseguono, ha inteso esercitare le proprie competenze tariffarie, orientate al perseguimento delle generali finalità procompetitive, di efficienza dei servizi e di tutela della clientela finale, come previste dall'art. 1, comma 1, della legge n. 481/1995. Al fine di favorire condizioni non discriminatorie a tutela degli utenti finali,

l'Autorità ha comunicato l'intenzione di confermare e aggiornare l'impianto generale relativo alla definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento; ciò anche al fine di consentire la piena applicabilità di quanto previsto dal PNGR.

Memoria in merito al disegno di legge recante "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022"

Con la memoria 12 settembre 2023, 401/2023/II/com, l'Autorità ha espresso le proprie considerazioni alla Commissione Industria, commercio, turismo, agricoltura e produzione agroalimentare del Senato della Repubblica in merito al disegno di legge recante "Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022" (A.S. 795) soffermandosi sugli articoli attinenti alle materie di competenza di questa istituzione e, in particolare, su:

- art. 1 relativo alla disciplina afferente all'adozione dei Piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e della rete elettrica di trasmissione nazionale: l'Autorità accoglie con favore tale disposizione considerato che la frequenza biennale contribuirà, anche per il comparto del gas naturale, allo svolgimento di analisi più dettagliate, per la valutazione dei benefici degli interventi previsti ma soprattutto permetterà di completare il processo di allineamento nella programmazione delle grandi infrastrutture di trasporto che questa Autorità ha cercato di stimolare sin dall'avvio della redazione di scenari di sviluppo congiunti.

Riguardo alle tempistiche, si segnala che il tempo di valutazione dell'Autorità entro sei mesi dalla presentazione del Piano non risulta compatibile con l'ampio processo di consultazione, come attualmente svolto dall'Autorità medesima, e con i necessari approfondimenti in merito ai progetti che possono essere fondamentali per la transizione energetica. In proposito, si propone che i tempi per la valutazione dell'Autorità siano fissati in 12 mesi dalla presentazione del Piano, tenendo conto che questo non pregiudica i tempi complessivi di approvazione del Piano stesso da parte del Ministero, poiché le valutazioni ministeriali riguardano in larga parte aspetti ambientali scindibili dalle valutazioni tecnico-economiche dell'Autorità.

Inoltre, l'Autorità, nel richiamare quanto già espresso nelle precedenti memorie del 21 maggio 2020, 175/2020/II/com, e del 31 luglio 2020, 300/2020/II/com, chiede di escludere l'applicazione della Valutazione ambientale strategica (VAS) per i Piani di sviluppo delle reti, mediante una modifica del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Infine, vale la pena ricordare che l'Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) ha più volte raccomandato che i poteri di approvazione dei Piani di sviluppo siano attribuiti alle autorità di regolazione nazionale, in virtù della loro terzietà e indipendenza, come già avviene, peraltro, in oltre la metà degli Stati membri dell'Unione europea. Pertanto, il disegno di legge in questione, all'esame di codesta Commissione, potrebbe prevedere l'attribuzione al Regolatore nazionale dei compiti di approvazione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica e di quelli della rete di trasporto gas;

- art. 2 in tema di accesso ai dati di consumo tramite il Sistema informativo integrato (SII) da parte del cliente finale o di un soggetto terzo da questi formalmente designato: l'Autorità ritiene che eventuali ulteriori informazioni a beneficio del cliente finale non debbano essere inviate dal distributore, pertanto, propone a questa Commissione di valutare lo stralcio del comma 2.

L'Autorità ha suggerito, quindi, di collocare le disposizioni in tema di accesso dei terzi ai dati storici di consumo nell'ambito della necessaria precisazione normativa relativa ai compiti da assegnare al gestore del Sistema informativo integrato, al fine di attuare puntualmente le previsioni contenute nel menzionato regolamento europeo di esecuzione n. 1162/2023. Allo scopo, l'Autorità ha sottoposto all'attenzione della Commissione una riformulazione dell'art. 2, comma 3, punto 1, del disegno di legge in esame.

L'Autorità ha mostrato il proprio apprezzamento per tali previsioni che garantiscono al cliente finale, anche tramite un soggetto terzo univocamente designato, la disponibilità in continuo dei propri dati di consumo, sfruttando appieno le caratteristiche innovative dei contatori 2G;

- art. 3 che, in materia di *cold ironing*, prevede che questa Autorità di regolazione definisca uno sconto sulle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i punti di prelievo dell'energia elettrica che alimentano le infrastrutture di terra per la fornitura della medesima energia alle navi ormeggiate in porto, esprimendo il proprio favore, in quanto coerente con il quadro normativo e regolatorio vigente. Si è evidenziato, tuttavia, come, sulla base di prime analisi effettuate dall'Autorità, la norma di esenzione dagli oneri generali di sistema difficilmente, in mancanza di altri interventi, potrà conseguire lo scopo di rendere l'alimentazione elettrica delle navi in porto più conveniente rispetto all'autoproduzione a bordo.

L'Autorità ha ribadito l'importanza di identificare strumenti di sostegno, diversi dalla tariffa, in grado di assicurare che il beneficio raggiunga i soggetti che sostengono il costo di elettrificazione delle navi;

- art. 4 che dispone, quale condizione necessaria per lo svolgimento delle attività di vendita di gas naturale ai clienti finali, l'inclusione e la permanenza nell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale, che l'Autorità ritiene idonee ad armonizzare la disciplina dell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita del gas naturale con quella dell'analogo elenco venditori di energia elettrica. L'omogeneizzazione delle due discipline, uniformando i requisiti delle imprese interessate e le procedure di iscrizione e di permanenza nell'elenco, determinerà altresì effetti semplificatori per le suddette imprese e i soggetti istituzionali coinvolti, tenuto conto che la maggior parte degli operatori esercitano l'attività di vendita sia dell'energia elettrica sia di gas naturale.

Memoria in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 29 settembre 2023, n. 131, recante misure urgenti in materia di energia, interventi per sostenere il potere di acquisto e a tutela del risparmio"

Con la memoria 10 ottobre 2023, 467/2023/I/com, l'Autorità ha reso alla Commissione Finanze e Attività produttive della Camera dei deputati le proprie considerazioni su alcune disposizioni del decreto legge in conversione che attengono alle materie ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su quelle che direttamente la coinvolgono quali:

- l'art. 1, commi 1, 8 e 9, che dispongono la cessazione per il quarto trimestre 2023 delle Compensazioni complementari integrative (CCI) – previste fino al terzo trimestre 2023 – a favore dei clienti domestici economicamente svantaggiati per la fornitura di energia elettrica e di gas e ai clienti domestici in gravi condizioni di salute per la fornitura di energia elettrica titolari dei c.d. "bonus sociali" e la contestuale istituzione, sempre per il quarto trimestre 2023, di un contributo straordinario per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico, crescente in base al numero di componenti del nucleo familiare secondo le tipologie già previste per lo stesso bonus sociale. Con la delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, l'Autorità ha provveduto a implementare le disposizioni di detto decreto, aggiornando i bonus sociali per il settore elettrico e gas naturale riportandoli al c.d. "bonus sociale base"; - l'art. 1, comma 3, che conferma, per il quarto trimestre 2023, l'azzeramento delle aliquote delle componenti tariffarie relative agli oneri generali per il settore del gas. Con la delibera 429/2023/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alla norma in analisi, confermando l'annullamento delle componenti tariffarie per il settore del gas naturale RE/RET, GS/GST e UG3/UG3T;

- l'art. 3 che uniforma la normativa nazionale vigente in ordine alle agevolazioni tariffarie a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica alla nuova *"Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022"* – Comunicazione della Commissione europea 2022/C 80/01 –.

L'Autorità ha richiamato l'attenzione della Commissione su una tematica che, pur non rientrando nell'ambito delle misure emergenziali e urgenti, riguarda le tematiche oggetto del decreto e ha un impatto significativo sull'utenza finale.

Il riferimento è alla proposta di trasferimento alla fiscalità generale, nell'ambito del percorso graduale individuato dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (art. 1, comma 23, legge di bilancio per l'anno 2023), degli oneri generali di sistema relativi ai c.d. "bonus sociali" elettrico e gas, già oggetto di una articolata proposta formulata, con propria delibera 28 settembre 2023, 432/2023//com, al Ministro dell'economia e delle finanze e al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Infine, l'Autorità ha auspicato l'emanazione, nel più breve tempo possibile, della prevista decretazione in materia di verifica delle "condizionalità verdi" che le imprese energivore devono impegnarsi a rispettare nel corso dell'anno di agevolazione, in modo che le imprese stesse conoscano compiutamente il quadro di obblighi che l'agevolazione comporta. Le "condizionalità verdi" costituiscono un aspetto nuovo e qualificante delle nuove linee guida per gli aiuti di stato nel settore dell'energia, cui la Commissione europea si attiene nel rilasciare la propria autorizzazione alla misura nazionale di aiuto e, pertanto, la certezza dell'intero quadro ordinamentale concorre anche alla celerità dell'iter europeo.

Memoria in merito all'indagine conoscitiva sull'individuazione degli svantaggi derivanti dalla condizione d'insularità e sulle relative misure di contrasto

Con la memoria 7 novembre 2023, 501/2023//com, l'Autorità ha svolto alcune considerazioni su taluni aspetti affrontati dall'Indagine conoscitiva sul contrasto degli svantaggi derivanti dall'insularità e, in particolare, "(...) [sul] le fonti rinnovabili, l'approvvigionamento e i relativi costi dell'energia elettrica e del gas naturale per lo sviluppo delle isole, con particolare riferimento alle due isole maggiori, Sicilia e Sardegna (...)". A tale riguardo occorre premettere che, per quanto concerne l'approvvigionamento e i costi del servizio per le utenze finali delle isole italiane, la regolazione dell'Autorità è stata da sempre ispirata alla definizione di condizioni uniformi per l'erogazione dei servizi energetici sull'intero territorio nazionale, nel rispetto della normativa relativa alle isole minori non interconnesse. Pertanto, le tariffe, le condizioni contrattuali standard e la qualità dei servizi, sia in termini di continuità sia di condizioni commerciali di erogazione, così come la tutela dei consumatori nei settori dell'energia, sono definiti a livello nazionale, garantendo condizioni di accesso uniformi su tutto il territorio. Ciò tenuto conto che l'energia elettrica costituisce un "servizio universale" (art. 27 della direttiva UE 2019/944), vale a dire un diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori, e questo diritto non deve essere differenziato all'interno del Paese.

In ordine al gas naturale, la disponibilità di tale materia prima sul territorio nazionale ha avuto un'evoluzione storica di natura diversa legata allo sviluppo delle reti di distribuzione, con una diffusione minore in alcune regioni e, in particolare, nelle isole. Nel 2022 in Sicilia erano presenti 11 operatori della distribuzione di gas in 345 comuni

su 391 che servono 996.000 clienti, ovvero il 4,6% dei consumatori del gas naturale nazionale. In Sardegna è presente un solo operatore che serve 72 comuni su 377, ovvero solo 6.000 clienti, ossia una quota inferiore allo 0,1% dei consumatori nazionali.

Riguardo ai mercati all'ingrosso, si è rammentato che tale mercato elettrico italiano è suddiviso in sei zone (Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Sicilia e Sardegna); tuttavia, il riferimento di prezzo per i consumatori per l'intero territorio nazionale è il Prezzo Unico Nazionale (PUN). Il PUN rappresenta la media pesata dei prezzi zonal di vendita dell'energia elettrica (prodotta da tutte le fonti) per ogni ora e per ogni giorno, ovvero la media dei prezzi zonal del Mercato del giorno prima (MGP) ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. Ciò implica che tutti i clienti (a esclusione delle centrali di pompaggio) pagano il PUN sull'energia elettrica acquistata. Tale soluzione era stata, inizialmente, introdotta per la presenza di prezzi più elevati nel Sud del Paese ed è prevista in via transitoria proprio per uniformare il prezzo pagato dai consumatori nelle varie zone del Paese.

Gli investimenti in reti e fonti rinnovabili, questi ultimi particolarmente importanti nel Sud del Paese, tendono a riallineare i prezzi. Ciò anche qualora si verificasse il caso in cui il PUN dovesse essere superato.

Con particolare riguardo alle Isole maggiori, Sicilia e Sardegna, rilevano gli investimenti in fonti rinnovabili e nell'interconnessione Tyrrhenian link (progetto di doppio collegamento sottomarino tra Sardegna, Sicilia e la Penisola). In relazione al prezzo del gas naturale, va detto che esso si forma nei principali *hub* internazionali. A livello nazionale, è presente un unico *hub*, cui fanno riferimento tutte le negoziazioni relative alle reti interconnesse, che includono la Sicilia ma non la Sardegna. Pertanto, il riferimento di prezzo nel mercato all'ingrosso è il medesimo per tutti i punti di prelievo dalla rete di trasporto o dalle reti di distribuzione connesse alla medesima. Il GME organizza e gestisce il Mercato del gas naturale (MGAS), nell'ambito del quale gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul Punto virtuale di scambio (PSV) possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. Come noto, la Sardegna non è interconnessa al sistema di trasporto nazionale e i clienti sardi sono a oggi alimentati attraverso reti di distribuzione con approvvigionamento da impianti a GNL o mediante gas diversi.

Riguardo al mercato al dettaglio e alle condizioni di tutela e servizi di ultima istanza, le condizioni contrattuali per l'accesso all'energia per i clienti finali e i relativi prezzi sono definiti in maniera uniforme sul territorio nazionale. Per quanto riguarda il mercato al dettaglio, l'attuazione delle norme europee per la progressiva liberalizzazione dei settori energetici, che ha permesso ai clienti finali di esercitare il proprio diritto di scelta sul mercato libero, a partire dal 2007 per i clienti domestici del settore dell'energia elettrica e dal 2003 per quelli del gas naturale, ha previsto alcune eccezioni o deroghe temporanee per la condizione di insularità. Negli anni i consumatori industriali e quelli domestici sono gradualmente usciti dal c.d. "mercato tutelato", in cui le condizioni economiche e contrattuali erano offerte in maniera uniforme per l'intero territorio nazionale dagli operatori della vendita. Il riconoscimento dei costi di tali servizi, inclusi i costi di commercializzazione, è attuato dall'Autorità con cadenza trimestrale per il settore dell'energia elettrica e, a partire dall'ottobre 2022, con cadenza mensile per quello del gas naturale. Così come disposto dalla legge annuale per il mercato e la concorrenza n. 124/2017, i servizi di tutela anche per i clienti domestici termineranno entro la fine del 2023 per i clienti del gas naturale e il 10 gennaio 2024 per quelli non vulnerabili dell'energia elettrica.

Qualora, al termine del regime di tutela nel settore elettrico, il cliente finale non sottoscrivesse un'offerta sul libero mercato, sarà attivato automaticamente il c.d. "servizio a tutele graduali", dove le condizioni contrattuali ed economiche saranno definite da questa Autorità, anche sulla base degli esiti di procedure concorsuali suddivise per aree geografiche, in modo da garantire condizioni concorrenziali.

Per quanto riguarda le isole minori, si segnala, inoltre, che il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, all'art. 11, comma 1, ha incluso tra i clienti vulnerabili i clienti civili le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse, ai quali, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, i fornitori sono tenuti a offrire l'energia elettrica a un prezzo che rifletta il costo dell'energia nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti da questa Autorità (comma 2 del citato art. 11).

Inoltre, si evidenzia che, nel percorso di liberalizzazione dei mercati energetici, l'Autorità ha altresì implementato a livello nazionale i c.d. "servizi di ultima istanza" – previsti anche dalla normativa europea – che garantiscono la fornitura di energia a tutti gli utenti del territorio italiano che si trovano temporaneamente senza venditore.

Riguardo alla regolazione della qualità dei servizi (continuità della fornitura elettrica, sicurezza della fornitura gas e condizioni commerciali per entrambe i settori), l'Autorità ha dovuto tenere conto sia di situazioni molto disomogenee fra le diverse aree del Paese sia di forti squilibri territoriali (città, campagna, montagna). Pertanto, l'Autorità ha adottato, sin dall'inizio, una regolazione *output-based* che parte dalla definizione di standard minimi di qualità uniformi sull'intero territorio nazionale e regole di premi/penalità a secondo delle *performance* raggiunte nel tempo e ciò ha portato a un miglioramento generalizzato delle condizioni del servizio, anche se le regioni del Sud e le Isole mostrano ancora livelli di *performance* inferiori alla media nazionale.

Per le piccole isole non interconnesse la definizione di nuove zone di mercato non è efficiente, a causa delle operazioni complesse che ne deriverebbero per volumi molto limitati. Allo stesso tempo, la partecipazione ai mercati energetici all'ingrosso causerebbe distorsioni nella formazione dei prezzi derivanti dall'assenza di interconnessione fisica con le restanti parti della zona di mercato. Per tali motivi l'Autorità ha, dunque, proposto che l'energia elettrica fornita e ritirata nelle isole non interconnesse non sia programmata e non sia immessa sul mercato all'ingrosso. Conseguentemente, l'energia elettrica sarà regolata da Terna con ogni responsabile del bilanciamento e sbilanciamento a un prezzo medio. Ogni consumatore finale potrà acquistare energia elettrica da qualsiasi rivenditore o direttamente da ciascun responsabile del bilanciamento.

Riguardo alla Sicilia e alla Sardegna, vale la pena ricordare che sono due zone del mercato elettrico italiano che oggi contribuiscono alla formazione del PUN basato sulla media zonale del Mercato del giorno prima (MGP). L'insularità delle due zone di mercato e la mancanza di sufficiente capacità di interconnessione non sono state, tuttavia, storicamente prive di conseguenze per la contendibilità del mercato e hanno generato, soprattutto a fronte della crescita della generazione rinnovabile non programmabile in quelle zone, forti pressioni sul PUN stesso.

Infine, si fa presente che oltre allo sviluppo delle fonti rinnovabili, appaiono rilevanti gli sviluppi in infrastrutture di rete e accumuli per accompagnare il processo di decarbonizzazione, garantendo la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico, con prezzi il più possibile uniformi nello spazio e nel tempo.

Memoria in merito allo stato dei mercati elettrico e del gas naturale e all'andamento dei prezzi sia in regime di maggior tutela sia di libero mercato

Con la memoria del 22 novembre 2023, 544/2023/I/com, l'Autorità ha illustrato alla Commissione Attività produttive della Camera dei deputati le proprie considerazioni, in particolare, sulla questione:

- a) degli approvvigionamenti e della sicurezza dei mercati energetici;
- b) dell'andamento dei mercati dell'elettricità e del gas naturale, con specifico riguardo allo stato attuale del libero mercato e di quello in regime di tutela;
- c) dell'evoluzione dei prezzi nei due mercati.

Riguardo agli approvvigionamenti e alla sicurezza dei mercati energetici, lo stoccaggio del gas ha rappresentato un'infrastruttura essenziale per la copertura della domanda invernale e per attenuare le tensioni sui prezzi. È stato fondamentale per la sicurezza del sistema nazionale massimizzare il riempimento nella fase di iniezione e preservare, per quanto possibile, lo svuotamento nella fase iniziale di erogazione, al fine di disporre di maggiore flessibilità nei periodi di più intenso consumo. Il contributo dello stoccaggio risulta, infatti, fondamentale, non solo in termini di gas complessivamente disponibile per integrare le fonti di approvvigionamento nel periodo invernale, ma anche, e soprattutto, per fare fronte alle punte di prelievo giornaliero che si possono presentare in caso di freddo intenso. La fase di riempimento dell'estate 2022 è risultata particolarmente critica, in quanto i prezzi molto elevati del gas naturale e la loro volatilità hanno reso insostenibile il livello di rischio e di impegno finanziario per molti operatori, anche per quelli di maggiore dimensione. Nell'estate 2023 il relativo abbassamento del livello generale dei prezzi ha, invece, consentito la normale attività degli operatori di mercato che hanno provveduto al riempimento degli stoccaggi senza che vi fosse l'esigenza di specifici interventi di supporto.

Riguardo all'energia elettrica, invece, si è sottolineato che gli indicatori presentati da ENTSOE (Rete europea degli operatori di trasmissione elettrica) hanno evidenziato una situazione di adeguatezza decisamente migliore rispetto all'anno precedente, poiché la disponibilità della fonte idrica è aumentata in tutta Europa così come quella di energia nucleare. In tale contesto, sulla base delle prime indicazioni rese disponibili da Terna, anche l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale si presenta decisamente migliorata rispetto allo scorso anno. Ciò dipende sia da nuove installazioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili (impianti eolici e fotovoltaici per circa +5 GW rispetto all'inizio dell'inverno scorso) sia da impianti programmabili selezionati nell'ambito del *capacity market* (circa +1,7 GW rispetto all'inizio dell'inverno scorso), ma anche dalla maggiore disponibilità della fonte idrica.

L'andamento dei mercati elettrico e del gas naturale ha seguito in larga misura quello dei prezzi delle materie prime che, a partire dalla prima metà del 2023, hanno registrato in generale vistosi cali rispetto ai picchi raggiunti nel 2022. In particolare, i prezzi del gas naturale nei principali *hub* europei, dopo l'alta volatilità registrata nell'estate 2022 con punte sopra i 300 €/MWh, sono scesi nel secondo e nel terzo trimestre 2023 intorno ai 30 €/MWh, per poi assestarsi intorno a una media di circa 40 €/MWh su tutte le borse europee. Analogamente i prezzi del GNL sui mercati di breve termine, dopo avere raggiunto livelli oltre i 200 €/MWh nell'estate 2022, sono tornati a oscillare fra i 30 €/MWh e i 50 €/MWh nel secondo semestre 2023.

Passando, poi, all'evoluzione dei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, si registra negli ultimi anni un forte dinamismo. La progressiva uscita dei clienti finali dai servizi di tutela, maggior tutela nel settore elettrico e servizio di tutela nel settore del gas è infatti proseguita a ritmo sostenuto.

Il servizio di maggior tutela nel settore elettrico nasce nel 2007 con l'obiettivo di garantire ai clienti domestici, che per la prima volta avevano la possibilità di accedere al mercato libero, una fornitura a prezzi coerenti con il mercato all'ingrosso. Per garantire l'acquisto di energia omogeneo tra tutti i clienti è stato istituito l'Acquirente Unico, mentre il processo di gestione del cliente finale è affidato ai distributori competenti per zona. Questa modalità, pur con qualche differenza nelle strategie di acquisto di Acquirente Unico e nella periodicità con cui sono definiti i prezzi da parte dell'Autorità, caratterizza ancora oggi il servizio di maggior tutela. Il servizio di tutela, inoltre, ha svolto implicitamente il ruolo di servizio di "ultima istanza" per i clienti non forniti sul libero mercato e ha rappresentato stabilmente una opzione per i clienti, con la possibilità di scegliere liberamente se e quando uscire o rientrare nel servizio. Il meccanismo di tutela gas presenta alcune sostanziali differenze. Esso è stato definito dall'inizio come un obbligo di offerta da parte di tutti gli operatori del mercato di una particolare offerta di tutela senza però che l'operatore avesse l'obbligo di accettare di rifornire il cliente. Ciò ha portato a un maggiore ruolo dei venditori e a una più articolata segmentazione del mercato anche nel servizio di tutela. Il ruolo di servizio di "ultima istanza" per clienti che hanno problemi con il fornitore (sia attivi sia passivi) è svolto da specifici servizi messi a gara periodicamente con gli stessi operatori, quali il meccanismo del fornitore di ultima istanza.

L'Autorità ha più volte segnalato al Governo e al Parlamento l'esigenza di gradualità nell'adozione degli ultimi passaggi per la conclusione del processo di superamento delle tutele di prezzo, soprattutto per i clienti domestici che, per la loro intrinseca eterogeneità e naturale inerzia, necessitano di un processo di transizione progressivo e, in particolare, i clienti vulnerabili che, per le loro caratteristiche peculiari, potrebbero avere maggiore difficoltà a scegliere l'offerta di mercato più adeguata alle proprie esigenze, anche per assicurare una sufficiente concorrenzialità delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali.

Ad avvalorare quanto sopra illustrato, si è rilevato come l'attuale consistenza del servizio di maggior tutela, ancorché si sia ridotta via via negli anni, risulti ancora significativa, con oltre 9 milioni e mezzo di clienti domestici ivi riforniti, di cui circa 4 milioni e mezzo vulnerabili.

L'avvicinarsi della cessazione dei regimi di tutela, anche per i clienti domestici, ha fatto registrare negli ultimi anni un progressivo dinamismo degli operatori del mercato libero e, quindi, un aumento della varietà delle offerte; gli effetti della crisi hanno determinato, nel 2022, per la prima volta dall'avvento della liberalizzazione, una sostanziale inversione di tendenza della convenienza fra i prezzi di tutela e i prezzi presenti sul mercato libero per i clienti domestici.

Da un'analisi di vari dati, seppure nei limiti della loro significatività, su un campione di 2 anni (fra cui uno di crisi), sembrerebbe emergere come le scelte dei clienti sul mercato libero, sia in uscita dalla tutela sia all'interno dello stesso libero mercato, siano fortemente influenzate dalla politica di marketing e di comunicazione dei venditori e dalla fiducia che il cliente ripone nel venditore.

Memoria in merito al disegno di legge “Conversione in legge del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181 recante disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023”

Con la memoria 28 dicembre 2023, 640/2023/1/com, l’Autorità ha fornito alle Commissioni riunite Attività produttive, commercio e turismo e Ambiente, territorio e lavori pubblici della Camera dei deputati elementi di valutazione relativi al disegno di legge “Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023” e, in particolare sui seguenti commi dell’art. 14:

- a) comma 3, che introduce specifiche disposizioni in ordine alla fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili alla data di cessazione del servizio di maggior tutela: nel prendere atto del termine ordinativo disposto dal decreto legge per la regolazione del servizio di vulnerabilità, l’Autorità ha segnalato che tale termine non risulta coerente con i tempi necessari per condurre un processo di consultazione adeguato per la definizione delle disposizioni regolatorie finalizzate all’attuazione della norma di cui si tratta. Infatti, in base a quanto previsto dalla stessa norma in esame, si dovrebbe addirittura disciplinare il servizio di vulnerabilità prima ancora che siano noti gli esiti delle procedure selettive per l’assegnazione del servizio a tutele gradualità. L’analisi di tali esiti è necessaria, tra l’altro, per valutare la concorrenzialità del mercato e per delineare in modo ottimale le procedure competitive per l’assegnazione del servizio di vulnerabilità. Pertanto, il termine di 60 giorni dall’entrata in vigore del decreto legge, previsto dal comma 3, lett. b), dell’art. 14 in commento, dovrebbe essere sostituito con il termine di 180 giorni dall’avvio del servizio di tutele gradualità per i clienti domestici non vulnerabili;
- b) comma 4, che reca alcune modifiche alla disciplina volta a garantire la continuità occupazionale del personale impiegato nella gestione delle attività inerenti al servizio di maggior tutela nei *contact center*, di cui all’art. 36-ter del decreto legge n. 48/2023: l’Autorità ha mostrato il proprio favore nei confronti delle modifiche apportate dalla norma in questione, considerato che la stessa, pur salvaguardando le finalità sociali sottese all’originario art. 36-ter, elimina un onere strutturale addizionale che avrebbe potuto, da un lato, ridurre la partecipazione alle procedure selettive per l’individuazione degli esercenti il servizio a tutele gradualità e, dall’altro, aumentare i corrispettivi a carico dei clienti a causa dell’incertezza circa la valorizzazione di tale onere nell’ambito delle medesime procedure, a detrimento degli esiti concorrenziali delle stesse;
- c) comma 5, che prevede l’automatica autorizzazione, fatta salva la facoltà di revoca, dell’addebito diretto già autorizzato dal cliente per la fatturazione del servizio di maggior tutela nel subentro del fornitore del servizio a tutele gradualità o del servizio di vulnerabilità: l’Autorità ha proposto, in sede di conversione, che il compito di definire le condizioni e i termini per l’attuazione della norma in analisi sia direttamente assegnato a Banca d’Italia, sentiti questa stessa Autorità e il Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica.

Conseguentemente, si è proposta la riformulazione del secondo periodo del comma 5 dell’art. 14. L’Autorità ha proposto, inoltre, che al comma 5 dell’art. 14 sia aggiunto un nuovo periodo, al fine di prevedere che al gestore del servizio a tutele gradualità siano fornite tutte le informazioni necessarie per garantire il corretto servizio, assicurando contestualmente i necessari adempimenti per la tutela della protezione dei

dati personali dei consumatori, attraverso un adeguato coinvolgimento del Garante per la protezione dei dati personali;

- d) comma 6, che dispone che questa Autorità continui ad adottare i necessari provvedimenti per lo svolgimento delle procedure selettive per l'aggiudicazione del servizio a tutele gradualì, assegnando un termine non oltre il 10 gennaio 2024 per la presentazione delle offerte da parte degli operatori: l'Autorità ha tempestivamente attuato le disposizioni di cui al presente comma, differendo al 10 gennaio 2024 (il termine originario era l'11 dicembre 2023) la data di svolgimento delle aste per l'assegnazione del servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica;
- e) comma 7, che attribuisce ad Acquirente Unico specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli aggiudicatari individuati mediante le predette procedure competitive: l'Autorità ha chiesto lo stralcio di detto comma, al fine di mantenere, in coerenza con le disposizioni legislative nazionali ed europee, in capo al Regolatore nazionale il monitoraggio delle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti finali, con particolare riferimento a quelli domestici, avvalendosi, ove necessario, della società Acquirente Unico.

L'Autorità si è soffermata anche sul tema strutturale riguardante il trasferimento alla fiscalità generale, nell'ambito del percorso graduale individuato dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio per l'anno 2023), degli oneri generali di sistema relativi ai c.d. "bonus sociali" elettrico e gas, già oggetto di una articolata proposta formulata, con propria delibera 28 settembre 2023, 432/2023/l/com, al Ministro dell'economia e delle finanze e al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica. Tale trasferimento dovrebbe sistematicamente comprendere anche tutti gli interventi che rispondono a politiche industriali.

Pareri e proposte al Governo

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'art. 1, comma 41, della legge n. 197/2022, in merito alla proposta di regolamento per il contenimento dei consumi elettrici formulata da Terna

Con la delibera 24 gennaio 2023, 21/2023/l/eel, l'Autorità ha espresso il proprio parere favorevole al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sulla proposta di regolamento 2023 di Terna, trasmessa dal citato Ministero con lettera del 23 gennaio 2023, in quanto aderente al dettato normativo di cui all'art. 1, commi 41-44, della legge n. 197/2022, nonché all'art. 4 del regolamento (UE) n. 1854/2022. Tuttavia, l'Autorità ha proposto alcune modifiche, al fine di rendere la procedura più efficiente:

- puntualizzare che il Servizio di riduzione dei consumi possa essere erogato non solo da clienti finali ma anche da loro intermediari, quali gli utenti del dispacciamento e i *Balancing Service Provider* (BSP). In particolare, tali intermediari possono assumere un ruolo di rilievo nel caso di aggregati;
- prevedere che il premio massimo di assegnazione per le risorse dotate di UPDC e le altre risorse sia il medesimo, nel rispetto del limite di spesa previsto dall'art. 1, comma 44, della legge n. 197/2022, in quanto il maggior valore delle risorse dotate di UPDC, rispetto alle altre, è già riconosciuto con l'assegnazione prioritaria del servizio fino a un massimo di 2000 MW su 2500 MW totali;

- prevedere che, in relazione alle unità selezionate, singolarmente o nell'ambito di un aggregato, per l'erogazione del Servizio di riduzione dei consumi, Terna informi i corrispondenti utenti del dispacciamento e BSP, affinché essi ne tengano conto per le attività di propria competenza (programmazione ed erogazione di servizi ancillari);
- prevedere che, qualora un'unità selezionata, singolarmente o nell'ambito di un aggregato, per l'erogazione del Servizio di riduzione dei consumi sia al tempo stesso parte di una UVAM, il corrispondente BSP non presenti offerte sull'MSD per le medesime ore in cui viene richiesta l'erogazione del citato servizio (ovvero presenti offerte nell'ipotesi che tale unità non faccia parte dell'UVAM); precisare, altresì, che, qualora l'UVAM sia contrattualizzata a termine, la mancata presentazione di offerte sull'MSD non sia contabilizzata ai fini del rispetto dei requisiti previsti per la verifica della disponibilità dell'UVAM medesima, coerentemente con quanto già previsto dalla proposta di regolamento 2023 di Terna nel caso delle utenze interrottibili;
- prevedere che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nell'approvare la proposta di regolamento 2023 di Terna, stabilisca che Terna trasmetta tempestivamente all'Autorità e al medesimo Ministero gli esiti delle procedure concorsuali e i relativi costi;
- prevedere che, nel rispetto del limite di spesa di cui all'art. 1, comma 44, della legge n. 197/2022, anche i costi derivanti dalla procedura concorsuale effettuata in attuazione dell'art. 2, comma 4, del decreto ministeriale 21 ottobre 2022 siano coperti tramite fonti di finanziamento a valere sulla fiscalità generale, come consentito dall'art. 3, comma 3, del medesimo;
- prevedere che si formuli separatamente, con successivo procedimento, il parere in merito al coinvolgimento di CSEA nella gestione delle somme stanziare dall'art. 1, comma 44, della legge n. 197/2022 e assegnate nei capitoli di Bilancio del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, in quanto la formulazione di tale parere richiederebbe tempi non coerenti con l'esigenza di attivare già da febbraio 2023 il Servizio di riduzione dei consumi di cui all'art. 1, commi 41-44, della legge n. 197/2022 e assume rilievo per la gestione delle partite economiche che fanno seguito all'erogazione del servizio medesimo.

Parere all'Agenzia delle entrate sullo schema di provvedimento in materia di IVA agevolata per la fornitura di servizi di teleriscaldamento

Con la delibera 7 febbraio 2023, 47/2023/I/tlr, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 16, della legge 29 dicembre 2022, n. 197, ha espresso il proprio parere favorevole sullo schema di provvedimento recante "Iva agevolata al 5% per i servizi di teleriscaldamento. Disposizioni di attuazione dell'articolo 1 comma 16 della legge 29 dicembre 2022, n. 197", trasmesso dall'Agenzia delle entrate con comunicazione del 7 febbraio 2023

Parere alla Regione Marche in merito alla proposta di legge relativa alla definizione dei canoni da applicare ai concessionari di grandi derivazioni idroelettriche

Con la delibera 4 aprile 2023, 145/2023/I/eel, l'Autorità, ai sensi dell'art. 12, comma 1-*quinquies*, del decreto legislativo n. 79/1999, ha formulato il proprio parere favorevole all'innovato decreto legislativo n. 79/1999, in merito alla proposta di legge trasmessa dalla Regione Marche con propria lettera del 20 marzo 2023, rappresentando, tuttavia, che la proposta di legge necessita di essere integrata al fine di esplicitare il caso degli impianti idroelettrici direttamente connessi a unità di consumo diverse dai servizi ausiliari (integrazione ne-

cessaria se tali impianti sono effettivamente presenti), per i quali la componente variabile del canone dovrebbe essere calcolata in relazione all'energia elettrica prodotta netta anziché alla produzione dell'impianto immessa in rete. In questi casi, ai fini dell'applicazione della parte variabile del canone, si rende altresì necessario richiedere che i concessionari installino e mantengano in efficienza le apparecchiature di misure necessarie per la rilevazione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta lorda; la Regione può anche richiedere al GSE di determinare l'energia elettrica prodotta netta a partire dai dati di misura dell'energia elettrica prodotta lorda.

Parere in merito allo schema di decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica che definisce le modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica

Con la delibera 20 aprile 2023, 174/2023/I/eel, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 60-*bis* della legge n. 124/2017, ha espresso parere favorevole sullo schema di decreto finalizzato a individuare i criteri e le modalità per il passaggio al mercato libero dei clienti domestici e suggerisce di rendere coerente la durata massima del primo periodo di erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili di cui all'art. 2 con la data di decorrenza, di cui all'art. 3, fissata al 1° aprile 2027, a partire dalla quale il servizio in questione assolverà alla sola funzione di ultima istanza.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2022 della Cassa per i servizi energetici e ambientali e copertura dei relativi costi di funzionamento per l'esercizio 2023

Con la delibera 3 agosto 2023, 380/2023/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze la propria intesa, in ordine all'approvazione del bilancio di esercizio 2022 di Cassa per i servizi energetici e ambientali e ha autorizzato la medesima Cassa a effettuare, per l'esercizio 2023, il prelievo di natura commissionale di cui all'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità nella misura pari allo 0,181‰ del valore complessivo degli importi riscossi ed erogati risultanti dal rendiconto finanziario di cui al bilancio 2022.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sulla proposta di modifica alla disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal Gestore dei mercati energetici (GME)

Con la delibera 19 settembre 2023, 407/2023/I/gas, l'Autorità ha formulato il proprio parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, alla proposta di modifica della disciplina MGAS, predisposta dal GME e trasmessa all'Autorità con la comunicazione 24 luglio 2023.

Parere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica per l'aggiornamento dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale

Con la delibera 5 dicembre 2023, 575/2023/I/eel, l'Autorità ha reso il proprio parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, in merito all'inclusione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale dei seguenti elementi di rete:

- a) di proprietà della società Acciaieria Arvedi S.p.a.:
 - Stazione 132 kV Elettra GLT (c.d. Servola AT) (TS);
 - Stazione 132 kV Servola UT (TS);
 - Elettrodotto in cavo interrato 132 kV "Servola UT – Elettra GLT (c.d. Servola AT) CE4" (TS);
- b) di proprietà della società Enel Produzione S.p.a.:
 - Stazione 150 kV Contrasto (CT);
 - Stazione 150 kV Paternò (CT);
 - Stazione 150 kV Grottafumata (CT);
 - Stazione 150 kV Troina (EN);
- c) di proprietà della società Edison S.p.a.:
 - Linea 132 kV "Garlasco – Vigevano Est" (PV);
 - Linea 132 kV "Novara Est (NO) – Vigevano Est" (PV);
 - Linea 132 kV "Novara Est (NO) – Nerviano" (MI);
 - Linea 132 kV "Nerviano (MI) – Cesano (MB)";
 - Stazione 132 kV Novara Est (NO);
- d) di proprietà della società e-distribuzione S.p.a.:
 - Stallo 132 kV in SSE Grosseto della linea "SSE Grosseto FS – CP Grosseto Nord" (GR);
 - Stallo 132 kV in SSE Orbetello della linea "SSE Orbetello FS – CP Orbetello" (GR);
 - Stallo 132 kV in SSE Massa della linea "Massa FS – CP Avenza" (MS);
 - Stallo 150 kV in SSE Barletta della linea "Barletta FS – CP Barletta" (BT);
 - Stallo 150 kV in SSE S. Stefano Di Camastra della linea "S. Stefano FS - CP S. Stefano di Camastra" (ME);
 - Stallo 150 kV in SSE Zappulla della linea "Zappulla FS – CP S. Agata Militello/CP Capo d'Orlando" (ME).

Inoltre, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito alla formalizzazione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale dell'elemento di rete di proprietà della società Parco Eolico Riparbella S.r.l.: C.I.E Riparbella (PI).

Rapporti con altre istituzioni ed enti

Autorità garante della concorrenza e del mercato

Nel 2023 è proseguita la collaborazione tra questa Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), già da tempo formalizzata nell'ambito del Protocollo quadro di intesa del 2012, che disciplina il coordinamento fra le due Autorità con riguardo agli interventi istituzionali nei settori di comune interesse, contemplando, tra l'altro, iniziative congiunte in materia di *enforcement*, vigilanza e controllo dei mercati. Nell'ambito di tale Protocollo si sono realizzati scambi reciproci di documenti, dati e informazioni, nonché di pareri utili allo

svolgimento delle rispettive funzioni. Le due Autorità hanno condiviso periodicamente informazioni sulle linee generali di intervento, sui reciproci procedimenti avviati e sui relativi esiti e hanno collaborato su iniziative, procedurali e non, a tutela dei consumatori.

Inoltre, come è noto, per quanto attiene segnatamente alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, la collaborazione e il coordinamento istituzionale tra le due Autorità sono stati rafforzati dal Protocollo di intesa integrativo in materia di tutela del consumatore del 2014, che prevede, in particolare, la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. Nell'ambito del menzionato Protocollo l'ARERA e l'AGCM hanno continuato a cooperare proficuamente anche attraverso il Gruppo di lavoro permanente, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che ha monitorato costantemente l'attuazione del Protocollo al fine, tra l'altro, di evitare sovrapposizioni tra gli interventi di ciascuna istituzione e di segnalare alle Autorità fattispecie meritevoli di particolare attenzione e istruzione per il migliore coordinamento dei reciproci interventi istituzionali.

La cooperazione e l'intervento complementare delle due istituzioni si sono realizzati in maniera efficace anche mediante un'intensa attività consultiva, che si è concretizzata nel rilascio di numerosi pareri, da parte di questa Autorità all'AGCM, nell'ambito dei procedimenti da quest'ultima avviati e riguardanti pratiche commerciali scorrette poste in essere nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici, così come richiesto dal Codice del consumo. Il Codice del consumo prevede, infatti, che nei settori regolati l'AGCM eserciti i propri poteri sanzionatori acquisito il parere dell'Autorità di regolazione competente. Nel periodo considerato, per quanto attiene al settore dell'energia, l'ARERA ha rilasciato 16 pareri. In particolare, le condotte contestate e valutate in tali pareri hanno riguardato le tematiche delle variazioni unilaterali in violazione del decreto legge n. 115/2022, c.d. Aiuti-*bis*, della prescrizione biennale, delle attivazioni non richieste, della mancata trasparenza delle offerte, della qualità delle risposte ai reclami, delle informazioni ingannevoli e omissive, degli ostacoli al diritto di ripensamento, della riduzione di potenza o distacco della fornitura senza preavviso. Un ulteriore parere è stato rilasciato nell'ambito di un procedimento che ha interessato un comparatore di offerte commerciali. Per il settore idrico, i 4 pareri emessi hanno interessato condotte adottate in violazione della disciplina relativa alla prescrizione biennale. Con tali pareri l'ARERA ha evidenziato all'AGCM i profili di contrarietà alla regolazione delle condotte contestate e valutato la conformità degli impegni presentati dagli operatori rispetto alle disposizioni regolatorie a tutela dei clienti e degli utenti finali. Le considerazioni espresse in tali pareri, unitamente agli esiti delle istruttorie procedurali, hanno consentito ad AGCM di accertare pratiche commerciali scorrette e di imporre l'adozione di impegni conformi alla regolazione di settore.

Nell'ambito della summenzionata collaborazione, è proseguita la campagna di comunicazione "Difenditi così" organizzata congiuntamente dalle due Autorità nel 2022 per fornire ai consumatori consigli e informazioni per difendersi dall'insistenza o dalla scorrettezza di alcuni *call center*, sensibilizzarli sui propri diritti e contenere le azioni aggressive dei venditori. L'iniziativa è nata come risposta al significativo aumento dei reclami relativi all'eccessiva pressione dei *call center* incaricati delle attività di *teleselling* che cercano di sfruttare l'incertezza del momento legata alla cessazione delle tutele di prezzo e l'impatto del costo dell'energia sulle economie familiari.

Governo

Ministero della salute

In data 21 marzo 2023 è entrato in vigore il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonda la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque Potabili).

Nell'ambito del processo di stesura del sopra citato decreto, l'Autorità ha partecipato a uno specifico Gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con altre istituzioni, tra cui il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle imprese e del made in Italy) e l'Istituto superiore di sanità.

Per un approfondimento in merito, si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica

A partire dal 26 giugno 2023 è vigente il regolamento (UE) n. 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata. A livello nazionale, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sta curando – quale capofila di un Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato che coinvolge anche l'Autorità – i lavori volti alla finalizzazione degli atti normativi collegati al citato regolamento.

In tale ambito, nel corso del 2023, l'Autorità è stata invitata a partecipare ad alcuni confronti tecnici e operativi, organizzati dal Ministero, con gli addetti del settore idrico e le amministrazioni competenti, allo scopo di sviluppare l'approccio di settore e in ossequio agli obblighi di comunicazione e sensibilizzazione dettati dall'art. 9 del regolamento (UE) n. 741/2020 (in merito a tale collaborazione si veda il Capitolo 6 del presente Volume).

Nel mese di ottobre 2022 la Commissione europea ha avviato i lavori volti all'aggiornamento della direttiva 91/271/CEE sul trattamento delle acque reflue urbane, prevedendo importanti modifiche all'impianto precedente.

In relazione alla proposta di revisione della direttiva, nel corso dell'anno 2023, l'Autorità ha condiviso con il Ministero dell'ambiente le proprie osservazioni sugli aspetti tecnici ed economici legati alle novità normative in discussione, in alcune giornate di audizioni organizzate dal medesimo Ministero con lo scopo di acquisire specifiche osservazioni da parte degli *stakeholder* (per approfondimenti si consulti il Capitolo 6 del presente Volume).

L'art. 180 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, così come modificato dal decreto legislativo 3 settembre 2020 n. 116, prevede, "al fine di promuovere in via prioritaria la prevenzione della produzione dei rifiuti", l'adozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), di concerto con il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle imprese e del made in Italy) e il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (ora Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare, e delle foreste), del Programma nazionale di prevenzione dei rifiuti, precisando che il citato

Programma fissi “idonei indicatori e obiettivi qualitativi e quantitativi per la valutazione dell’attuazione delle misure di prevenzione dei rifiuti in esso stabilite”.

Ai fini dell’aggiornamento del precedente Programma, adottato nel 2013 alla luce delle intervenute modifiche legislative, è stato istituito un Tavolo tecnico istituzionale coordinato dal Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica e composto dal Ministero delle imprese e del made in Italy, dal Ministero dell’agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste e da ARERA, con il supporto tecnico dell’Istituto superiore di sanità, dell’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), del Consiglio nazionale delle ricerche (CNR), dell’Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l’energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) e dell’Istituto nazionale di statistica (Istat) (per approfondimenti si veda il Capitolo 7 del presente Volume).

Ministero delle imprese e del made in Italy

Nel periodo compreso tra i mesi di luglio e settembre del 2023 si sono svolte alcune interlocuzioni tra gli Uffici della Direzione Tariffe e Corrispettivi Ambientali e i rappresentanti del Ministero delle imprese e del made in Italy (MIMIT) – Unità di Missione a supporto del Garante per la sorveglianza dei prezzi (di seguito anche: Garante dei prezzi) in merito alle articolazioni dei corrispettivi applicati agli utenti del servizio idrico integrato. Tali interlocuzioni hanno fatto seguito ad alcune esigenze di approfondimento avanzate dal MIMIT relativamente all’eterogeneità della spesa sostenuta per il servizio idrico integrato riscontrata nei diversi contesti a livello nazionale, alla luce di talune segnalazioni pervenute al Garante dei prezzi. Nel corso delle interlocuzioni avviate, gli Uffici dell’Autorità hanno rappresentato ai referenti del MIMIT le competenze e le attività svolte dall’Autorità in merito al tema delle articolazioni dei corrispettivi del servizio idrico integrato (maggiori informazioni sono presenti nel Capitolo 6 del presente Volume).

Regioni e autonomie locali

Nel corso del 2023 sono proseguite le attività finalizzate a consolidare l’interlocuzione tecnico-istituzionale con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani, attraverso il Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali, istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, con la finalità di promozione di un quadro di *governance* chiaro e affidabile e di perseguimento dell’obiettivo “OS.20 Promuovere strumenti per supportare il riordino degli assetti del settore ambientale”, di cui alla delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, recante il Quadro strategico 2022-2025 dell’Autorità (maggiori particolari sono presenti nel Capitolo 7 del presente Volume).

Ente nazionale italiano di unificazione (UNI)

Nel corso del 2023 l’Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di regia sulla transizione ecologica, istituita con la finalità di supportare la *governance* UNI nell’implementazione delle linee strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Le principali aree di intervento sono: i cambiamenti climatici, la protezione dell’ambiente (acqua, suolo, aria, biodiversità), l’economia circolare, i rifiuti e l’agricoltura sostenibile (per approfondimenti si veda il Capitolo 7 del presente Volume).

Arma dei Carabinieri

A seguito della sottoscrizione nel 2022 del Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri, in data 10 luglio 2023 è stato sottoscritto l'“Accordo attuativo” recante le modalità di rimborso da parte dell'Autorità delle spese dovute all'Arma per il supporto prestato nell'esecuzione di controlli e di ispezioni presso i soggetti sottoposti a regolazione. Successivamente, sono state effettuate le prime attività operative (si veda il Capitolo 11 di questo Volume) in collaborazione. Il Protocollo, infatti, è un accordo di collaborazione atto ad ampliare le attività di vigilanza e controllo nei settori regolati dall'Autorità, sia per l'effettuazione di controlli e di ispezioni presso i soggetti regolati, sia per l'organizzazione di iniziative didattiche, formative e divulgative per favorire la condivisione di esperienze e lo scambio di *best practice* tra le due istituzioni. Operativamente il Protocollo prevede che l'Autorità possa richiedere il supporto dell'Arma che, tramite i competenti reparti territoriali, assicura l'assistenza al personale dell'Autorità nell'esecuzione delle citate attività. Nel 2023, inoltre, l'Autorità e il Comando Generale dell'Arma dei Carabinieri hanno avviato le attività di definizione delle disposizioni necessarie a porre a supporto dell'Autorità, per l'espletamento di attività progettuali e di *enforcement*, il personale facente parte di uno specifico Nucleo alle dipendenze del Comando Carabinieri per la tutela dell'ambiente e della sicurezza energetica da istituire presso la sede di Milano dell'Autorità.

Guardia di Finanza

L'Autorità si avvale della collaborazione della Guardia di Finanza per le proprie attività di ispezione e di controllo, sulla base di un Protocollo di intesa siglato tra le due istituzioni nel 2001 e rinnovato nel 2005. Il reparto della Guardia di Finanza orientato a prestare collaborazione anche a favore dell'Autorità è il Nucleo speciale beni e servizi, istituito nell'ambito dei Reparti speciali alle dipendenze del Comando Unità Speciali. Tale Nucleo, infatti, svolge, tra gli altri, compiti di vigilanza espressamente dedicati ai settori di competenza dell'Autorità. Il personale della Guardia di Finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità nelle attività di ispezione con sopralluogo e nelle crescenti attività di controllo documentale avviate a tutela degli interessi dei consumatori. Per una descrizione dettagliata delle attività svolte con la collaborazione della Guardia di Finanza nel 2023, si rimanda al Capitolo 11 di questo Volume.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Accountability

L'attività di rendicontazione è stata svolta anche nel 2023 nelle modalità tradizionali della *Relazione Annuale e del Rapporto annuale alla Commissione europea e all'Acer*, nonché attraverso altri rapporti previsti per legge. Nel sistema di *accountability* dell'Autorità ha continuato, inoltre, a svolgere un ruolo fondamentale lo strumento della consultazione pubblica, con il fine di assicurare il pieno coinvolgimento dei soggetti interessati già nella fase di ideazione dei provvedimenti regolatori a carattere generale: come descritto in dettaglio nel Capitolo 12, nel corso del 2023 sono state svolte 39 consultazioni pubbliche sia sui provvedimenti regolatori, sia per l'adozione del Quadro strategico dell'Autorità. Peraltro, nel corso degli ultimi anni, si è andato progressivamente ampliando

il numero di procedimenti sottoposti a un duplice *round* di consultazione prima dell'adozione del provvedimento finale di regolazione, una prassi che è sostanzialmente assimilabile all'AIR.

In coerenza con l'obiettivo OS10 del Quadro strategico 2022-2025, che prevede il rafforzamento degli strumenti di analisi e valutazione della regolazione mediante l'introduzione di nuovi strumenti, anche semplificati, di controllo delle modalità di determinazione degli obiettivi dei provvedimenti e delle relative modalità di intervento per conseguirli, è proseguita anche l'attività di perfezionamento di una scheda AIR, quale strumento semplificato di supporto per lo svolgimento delle analisi di impatto della regolazione per alcuni provvedimenti ritenuti strategici.

Come sempre, è stata posta molta attenzione all'interazione con gli *stakeholder* e alla promozione di iniziative volte sia alla raccolta di contributi propositivi in fase di definizione dei nuovi provvedimenti, sia all'illustrazione delle relative modalità applicative, allo scopo di favorirne così il corretto adempimento. Sempre con questo obiettivo è stata curata la pubblicazione di chiarimenti, manuali, schede tecniche, ecc.

Su alcuni temi specifici sono stati organizzati *focus group* e tavoli tecnici, per raccogliere elementi utili e approfondire aspetti specifici, oltre che seminari e *webinar* informativi e di divulgazione della nuova regolazione.

Relativamente alle iniziative assunte nel 2023, si segnalano, tra l'altro:

- i seminari dell'8 febbraio 2023, svolto presso la sede di Milano, e del 14 febbraio 2023, svolto presso la sede di Roma, per illustrare l'articolato del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), posto in consultazione con il documento 685/2022/R/eel, e le principali novità rispetto alla vigente regolazione;
- il *webinar* del 10 febbraio 2023, dedicato ai soggetti potenzialmente interessati a sottoporre istanze di ammissione al trattamento incentivante dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e degli utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore gas naturale;
- il seminario del 22 febbraio 2023 nel corso del quale sono stati illustrati i contenuti dei provvedimenti adottati dall'Autorità in attuazione dei decreti legislativi n. 199/2021 e n. 210/2021 in materia di autoconsumo di energia elettrica e, più in dettaglio, le innovazioni regolatorie relative al Testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo e al Testo integrato dei sistemi di distribuzione chiusi (TISDC), nonché i contenuti del nuovo Testo integrato della regolazione dell'autoconsumo diffuso (TIAD), che include il caso delle comunità energetiche, dei gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici e condomini, nonché degli autoconsumatori individuali "a distanza";
- il *workshop* del 12 aprile 2023 destinato agli analisti e investitori dei settori regolati, nel corso del quale sono stati illustrati i principali temi della regolazione del settore energetico, idrico e ambientale e la loro evoluzione;
- l'incontro del 2 ottobre 2023, di presentazione e di approfondimento dello schema di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale 2023 posto in consultazione pubblica.

Incontri formali del Collegio

Nel 2023 gli incontri formali del Collegio, richiesti dagli *stakeholder* per fornire all'Autorità elementi utili all'esercizio della propria azione regolatoria, sono stati 25. Tali incontri si sono svolti prevalentemente con associazioni e singole imprese dei settori energetico e ambientale. In particolare, 14 sono stati gli incontri con imprese e associazioni del settore dell'energia, 6 incontri hanno riguardato il settore idrico, 2 il settore dei rifiuti e 3 il settore del teleriscaldamento.

L'Autorità, come garanzia di trasparenza e *accountability*, dà conto tempestivamente degli incontri formali svolti sul proprio sito internet.

Trasparenza

La trasparenza può essere considerata come qualità di un'amministrazione capace di rendere accessibili dati e informazioni ai cittadini, riducendo conseguentemente le asimmetrie informative tra potere pubblico e collettività, nonché come strumento di rendicontazione dei risultati e dell'integrità dei processi decisionali. Il suo rilievo appare, conseguentemente, fondamentale non solo nell'ambito dell'*accountability*, ma altresì nella strategia di prevenzione della corruzione. Gli obiettivi di trasparenza e i relativi obblighi di pubblicazione (c.d. trasparenza pro-attiva) vengono individuati nell'ambito del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza (PTPCT), in coerenza con quanto disposto dal DLgs n. 33/2013 e dalla complessiva normativa di riferimento.

Tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e informazioni detenute, sono state coinvolte nell'assolvimento di tali obblighi. Al fine di garantire il corretto loro adempimento, inoltre, sono state sistematicamente effettuate attività di monitoraggio e controllo, di primo (Dirigenti responsabili) e secondo livello (Responsabile prevenzione corruzione e trasparenza).

Sono state, infine, altresì poste in essere le necessarie azioni volte a garantire l'adempimento degli obblighi inerenti all'esercizio del diritto di accesso (c.d. trasparenza reattiva), quali la registrazione delle diverse tipologie di istanze pervenute e la loro trattazione nel rispetto dei termini di legge.

Anticorruzione

Con la delibera 31 gennaio 2023, 24/2023/A, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2023-2025. L'adozione del Piano ha fatto seguito alla preventiva definizione, da parte del medesimo Collegio, di obiettivi strategici in chiave sia di anticorruzione che di trasparenza, nonché all'espletamento di una procedura di consultazione pubblica (DCO 695/2022/A).

Nel gennaio 2023, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza (RPCT) ha redatto, ai sensi della legge n. 190/2012 e secondo il *format* predisposto da Anac, la Relazione annuale per la verifica e il monitoraggio circa l'attuazione delle misure di prevenzione e contrasto della corruzione, pubblicata nell'apposita sezione del sito internet "Amministrazione trasparente" e alla quale si rinvia per massima completezza.

Le attività di prevenzione della corruzione, nel periodo interessato, sono state prevalentemente orientate alla predisposizione e attuazione di misure generali, così come previste nel Piano stesso.

Nel corso del 2023, in coerenza con quanto programmato nel PTPCT 2023-2025, si è proceduto a un ulteriore consolidamento della metodologia di gestione del rischio recentemente introdotta e all'attuazione del connesso sistema di controllo e monitoraggio. Alla rilevazione, in sede di *self assesment*, dello stato di implementazione e attuazione delle varie misure anticorruptive, sono seguite attività di verifica, approfondimento e confronto tra RPCT e singole strutture organizzative, con la finalità – secondo la logica propria del ciclo di gestione del rischio

– di migliorare, ove necessario, l’adeguatezza delle misure stesse e del complessivo sistema di prevenzione. A seguito dell’adozione di un nuovo modello organizzativo, entrato in vigore dal 1° luglio 2023, si è proceduto, in sede di riesame, a un’approfondita revisione della mappatura dei processi, onde registrare eventuali riallocazioni, modifiche, integrazioni o eliminazioni nonché eventuali nuovi processi. Il riesame, in costante collaborazione con i dirigenti responsabili, ha riguardato, altresì, la valutazione e il trattamento dei rischi propri di ogni processo e ha considerato gli esiti del monitoraggio sullo stato di attuazione e sulla sostenibilità delle misure poste a loro presidio.

Nel novembre 2023 è stato nuovamente avviato l’iter per l’aggiornamento del PTPCT, per il triennio 2024-2026.

Quadro strategico 2022-2025

L’art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento dell’Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (delibera 12 maggio 2023, 201/2023/A) prevede che quest’ultima stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente.

In attuazione di tale previsione, è stato approvato, con la delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, il Quadro strategico 2022-2025. Come riportato nella *Relazione Annuale 2022*, il Quadro strategico 2022-2025 si snoda su di un orizzonte temporale quadriennale e i suoi contenuti si articolano, come il precedente Quadro strategico, in obiettivi strategici che indicano – sia per gli ambiti trasversali a tutti i settori regolati, sia per quelli specifici relativi all’Area Ambiente e all’Area Energia – la strategia complessiva di intervento nello scenario attuale e di medio termine e in linee di intervento che descrivono le principali misure e azioni che l’Autorità intende condurre per la realizzazione di ciascun obiettivo strategico. In particolare, le coordinate di riferimento dell’attuale Quadro strategico sono rappresentate dalla revisione del Piano nazionale integrato per l’energia e il clima 2030 (PNIEC), dall’avvio dei progetti e delle riforme previsti dal Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), nonché dal quadro normativo definito sulla base delle proposte della Commissione UE relative al Pacchetto “Fit for 55” e dalla progressiva attuazione sia del *Green Deal* a livello europeo sia della normativa interna di recepimento del c.d. “Pacchetto sull’economia circolare”. La visione strategica dell’attuale consiliatura è ispirata all’esigenza di garantire a tutti i cittadini servizi energetici e ambientali accessibili, anche in termini economici ed efficienti, ed erogati con livelli di qualità crescente e convergente, nelle diverse aree del paese. Al contempo, gli stessi dovranno essere sostenibili sotto il profilo ambientale e allineati ai principi dell’economia circolare e contribuire alla competitività del sistema nazionale. Per maggiori dettagli sugli obiettivi strategici che l’Autorità si prefigge di raggiungere nell’arco dei quattro anni di durata del Quadro strategico 2022-2025, si rimanda alla *Relazione Annuale 2022*.

Rendicontazione intermedia del Quadro strategico 2022-2025

In linea con gli impegni assunti dall’Autorità in materia di *accountability* e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il quadriennio 2022-2025, con la delibera 14 novembre 2023, 525/2023/A, è stata approvata la rendicontazione intermedia delle principali attività svolte dal 1° gennaio 2022 al 30 settembre 2023, in attuazione degli obiettivi strategici in esso contenuti. Tali attività rappresentano i punti focali su cui si è principalmente concentrata l’azione regolatoria nel biennio in considerazione. In particolare, nel documento di rendicontazione,

allegato A alla richiamata delibera 525/2023/A, sono riportate le principali misure che caratterizzano i 29 obiettivi strategici, declinati nelle relative linee di intervento, raggruppati in tre macro aree (Temi trasversali, Area Ambiente e Area Energia), al fine di rappresentare, con maggiore efficacia, l'attività svolta dall'Autorità nel biennio 2022-2023, con indicazione dello stato di avanzamento e delle ragioni di eventuali scostamenti rispetto alle tempistiche originariamente previste.

Inoltre, nel citato documento, sono state illustrate le principali misure regolatorie adottate nel contesto eccezionale di emergenza energetica e aumento straordinario dei prezzi, che hanno impegnato l'Autorità, da un lato, a contenere gli effetti dei prezzi elevati per tutelare i consumatori, in particolare in condizioni di vulnerabilità, dall'altro, a prevenire le criticità relative alla sicurezza e alla continuità delle forniture, nonché per assicurare la più generale tenuta del sistema. La tempestività e rapidità richiesta dagli interventi emergenziali ha comportato una revisione delle priorità di azione, inevitabilmente incidendo anche sul rispetto del cronoprogramma previsto per alcuni obiettivi.

Tra le misure tese ad alleviare l'impatto degli aumenti dei prezzi sulle bollette dei clienti finali e a rafforzare la tutela dei soggetti economicamente svantaggiati si rammentano: la rateizzazione del pagamento delle fatture nel primo semestre 2022; la riduzione e, poi, l'annullamento degli oneri generali di sistema fino a marzo 2023, per il settore elettrico, e fino a dicembre 2023, per il settore gas; il rafforzamento, fino a settembre 2023, dei bonus sociali tramite una componente di compensazione integrativa (CCI), aggiornata trimestralmente *ex ante* sulla base dell'andamento dei prezzi all'ingrosso, aggiunta al bonus "ordinario", e, parallelamente, fino a dicembre 2023, l'ampliamento della platea dei potenziali beneficiari dei bonus sociali tramite un innalzamento della soglia ISEE ordinaria a 15.000 euro per l'anno 2023; l'introduzione, per i clienti domestici beneficiari dei bonus sociali, di un contributo straordinario al pagamento delle forniture energetiche.

L'ulteriore crescita dei prezzi all'ingrosso dell'energia e la crisi finanziaria che ha conseguentemente colpito il mercato e gli operatori, legata alla riduzione dei flussi di gas dalla Russia, hanno indotto l'Autorità, a partire dal 1° ottobre 2022, a operare una riforma del metodo di aggiornamento dei costi della materia prima gas per i clienti del servizio di tutela, sostituendo il riferimento delle quotazioni a termine del mercato all'ingrosso (legato ai prodotti TTF trimestrali *forward*) con la media dei prezzi effettivi mensili del mercato all'ingrosso PSV italiano, con un beneficio, nel semestre invernale 2022-2023, per il consumatore in tutela, stimabile in circa tre miliardi di euro.

L'intensità e la durata dell'emergenza energetica hanno, altresì, aumentato in modo significativo il rischio di tenuta sistemica dell'intera filiera elettrica e gas, rendendo necessari una serie di adeguamenti della regolazione dei servizi di ultima istanza, interventi sulla regolazione dei servizi infrastrutturali gas, tesi a garantire la sicurezza delle forniture, ivi compresi quelli in attuazione degli obblighi europei in materia di riempimento degli stoccaggi e sui regimi di accesso ai terminali di rigassificazione.

Nei settori ambientali sottoposti alla regolazione dell'Autorità, l'aumento significativo del costo dell'energia ha messo sotto pressione le gestioni dei relativi servizi e, per fare fronte alla situazione emergenziale, l'Autorità è intervenuta con una serie di misure sia nel settore idrico sia in quello dei rifiuti. Per ulteriori informazioni ed elementi di dettaglio si rinvia ai contenuti dell'allegato A alla delibera 525/2023/A.



CAPITOLO

3



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DELL'ENERGIA
ELETTRICA**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Il sistema elettrico sta attraversando una fase di profondo rinnovamento legato agli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello europeo, con una sempre crescente penetrazione di risorse produttive di piccola taglia e diffuse sul territorio e una graduale riduzione delle risorse produttive di grande taglia concentrate sui grandi "nodi" della rete di trasporto. Ciò comporta un radicale cambiamento nella gestione del sistema elettrico: vi sono sia maggiori esigenze di riserva per compensare la volatilità della produzione da fonti aleatorie (quali eolica, solare e idroelettrica ad acqua fluente) sia la necessità di abilitare un numero maggiore di risorse (quali carichi, dispositivi di accumulo diffuso come le batterie, impianti di produzione di piccola taglia) alla fornitura dei servizi ancillari per far fronte alla riduzione degli impianti di grossa taglia che avevano fornito tali servizi fino ad oggi. Occorre, pertanto, innovare in modo significativo il quadro regolatorio del dispacciamento, in quanto le regole attuali, delineate dalla delibera 9 giugno 2006, 111/06, non appaiono in grado di intercettare i cambiamenti in essere, perché costruite avendo come riferimento un sistema basato su risorse programmabili concentrate, le cosiddette unità di produzione (UP) o unità di consumo (UC) abilitate.

Nel nuovo contesto cambia anche la funzione delle reti di distribuzione che diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale (cosiddetta inversione di flusso, realtà già concreta in alcune aree del territorio nazionale caratterizzate da una significativa penetrazione della generazione distribuita). Inoltre, in alcune configurazioni, tali reti potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente. Si tratta di un approccio nuovo rispetto al quadro regolatorio nazionale: non è più, infatti, solamente TERNA che ha bisogno di servizi ancillari (c.d. "globali") per garantire l'esercizio in sicurezza delle reti elettriche, ma anche le imprese distributrici devono potersi approvvigionare di appositi servizi (c.d. "locali") dalle risorse (diffuse) connesse con le loro reti.

In definitiva, se le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, aumenta notevolmente l'esigenza di regolazione (in senso tecnico) della rete, sia in termini quantitativi (servono maggiori servizi; quindi, tutti devono/possono contribuire) sia in termini qualitativi (anche i servizi assumono carattere distribuito).

L'Autorità ha raccolto questa sfida di innovazione del quadro del dispacciamento già nel 2015, aprendo con la delibera 30 luglio 2015, 393/2015/R/eel uno specifico procedimento, dedicato sia ai servizi ancillari globali sia ai servizi ancillari locali con l'intento finale di redigere un nuovo Testo integrato del dispacciamento che sostituisca la delibera 111/06, andando a definire un quadro regolatorio del dispacciamento consono all'evoluzione del sistema elettrico.

Servizi ancillari globali

Nel 2023, con la delibera 25 luglio 2023, 345/2023/R/eel, è stato approvato il nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) che, mutuando l'esperienza pluriennale dei progetti pilota di cui alla delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, porta a termine il percorso di innovazione, proponendo un modello di dispacciamento di merito economico, coerente con le disposizioni europee di cui al regolamento (UE) 2195/2017 in materia di bilanciamento del sistema elettrico, in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo per far fronte a esigenze di gestione tecnica della rete.

Il nuovo Testo integrato, in particolare:

- definisce ruoli e compiti del *Balancing Service Provider* (BSP), responsabile per la fornitura dei servizi ancillari, e del *Balance Responsible Party* (BRP), responsabile della programmazione delle unità, sia di produzione sia di consumo, e della regolazione degli sbilanciamenti; i ruoli possono essere affidati alla medesima entità oppure a entità differenti, secondo la libera scelta adottata dal titolare di ciascuna risorsa;
- favorisce la competizione fra tutte le unità nella fornitura dei servizi ancillari globali in base al principio della neutralità tecnologica: tutte le risorse che rispettano i requisiti tecnici previsti da Terna per un dato servizio possono concorrere per erogarlo;
- differenzia i servizi a seconda dei perimetri di erogazione, nodale (coincidente con un nodo o un aggregato di nodi limitrofi) o zonale (coincidente con una zona di mercato), allineandoli con la nomenclatura dei regolamenti europei e raggruppando nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria tutti i servizi di natura emergenziale richiesti da Terna al di fuori del mercato per il servizio di dispacciamento, quali l'interrompibilità del carico, il teledistacco della produzione rinnovabile, l'attuazione delle procedure RIGEDI;
- ridefinisce i criteri di abilitazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari globali, sia come singola unità (Unità abilitata singolarmente – UAS) sia in aggregato con altre unità a livello nodale (Unità virtuale abilitata nodale – UVAN) o zonale (Unità virtuale abilitata zonale – UVAZ), superando sia il criterio della rilevanza (potenza installata non inferiore a 10 MW) che aveva rappresentato una condizione necessaria per l'abilitazione precedentemente all'avvio dei progetti pilota di cui alla delibera 300/2017/R/eel, sia la taglia minima (1 MW) prevista per i suddetti progetti pilota; con il TIDE anche aggregati di dimensioni contenute possono abilitarsi e partecipare al mercato dei servizi ancillari;
- ridefinisce, in coerenza con i criteri di abilitazione di cui al precedente punto, gli aggregati rilevanti ai fini della programmazione delle unità e della regolazione degli sbilanciamenti: rimangono le unità singole abilitate (UAS di immissione e di prelievo) e sono introdotte le Unità Virtuali Nodali (UVN) di immissione e di prelievo, che sono sottoinsiemi delle UVAN differenziati per BRP, per immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione; sono altresì definite le Unità non Abilitate da Programmare (UnAP), identificate da Terna come le unità per le quali la conoscenza di un programma esplicito è utile per il corretto approvvigionamento dei servizi ancillari; le altre unità nella competenza di ciascun BRP rientrano nelle Unità Virtuali Zonali (UVZ), differenziate fra immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione;
- razionalizza, in coerenza con il quadro regolatorio europeo derivante dal *Clean Energy Package* e con le disposizioni in materia di *central dispatch* di cui al regolamento (UE) n. 2195/2017, le finalità del mercato per il servizio di dispacciamento che acquisisce la forma di/ un mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, articolato in un *Integrated Scheduling Process* (ISP) nodale e nelle piattaforme per lo scambio dei prodotti di

bilanciamento sviluppate a livello europeo; l'ISP a sua volta vede una fase di programmazione *ex ante* e una fase di bilanciamento in tempo reale;

- separa la fase di programmazione delle unità dalla fase di negoziazione sui mercati dell'energia del giorno prima e infragiornaliero: con la delibera 111/06 vendere o acquistare energia su questi mercati equivale a programmare una immissione o un prelievo; con l'avvio del *market coupling* infragiornaliero il 21 settembre 2021 si è avuta l'introduzione a cura di GME, limitatamente alle quantità negoziate in contrattazione continua, di una piattaforma di nomina in cui confermare o meno la programmazione, creando, per i volumi non confermati, un saldo commerciale regolato a prezzi di sbilanciamento; con il TIDE la separazione diviene completa, con programmazione per tutte le unità indipendente dai quantitativi negoziati dalle singole unità sui mercati, e conseguentemente più aderente alle esigenze tecniche delle unità stesse; l'unico vincolo riguarda le immissioni e i prelievi complessivamente programmati per le unità di competenza di un dato BRP, che devono essere, a livello zonale, pari rispettivamente alle quantità vendute o acquistate sui mercati; in altre parole è data massima flessibilità nella programmazione delle unità, nel rispetto dei quantitativi scambiati sui mercati dell'energia; l'eventuale sovraprogrammazione è corretta direttamente da GME, mentre una eventuale sottoprogrammazione è coperta per il tramite delle UVZ di prelievo e delle UVZ di immissione della tipologia di fonti rinnovabili non programmabili che agiscono come saldo;
- rivede il *settlement* del servizio di dispacciamento, separando le competenze di BRP e BSP; il primo è responsabile della programmazione base e degli sbilanciamenti rispetto a tale programmazione, il secondo è responsabile delle movimentazioni richieste da Terna sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e delle eventuali mancate movimentazioni in tempo reale. Sono introdotti i corrispettivi di compensazione fra BSP e BRP nonché, per i BRP, i corrispettivi di compensazione per le attivazioni legate al servizio di modulazione straordinaria; infine, sono enucleate dal corrispettivo *uplift* tutte le partite economiche (CCT, CCC, proventi delle aste di interconnessione con l'estero, conguagli per le rettifiche) che non sono strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari globali.

Il TIDE, inoltre, ha rappresentato l'occasione per razionalizzare le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni. La delibera 111/06, e prima ancora la delibera 30 dicembre 2003, 168/03, erano state adottate in un contesto caratterizzato da un mercato elettrico italiano gestito in modo indipendente dai mercati europei e con una regolazione definita a livello nazionale. Con il *market coupling* le regole sono diventate europee e, a seguito del regolamento (UE) 942/2019, sono state adottate con decisioni da parte di ACER: il TIDE cattura questi cambiamenti riassumendo in unico documento sia le disposizioni rimaste di competenza delle autorità di regolazione nazionale (quali la scelta specifica dei prodotti, le modalità di presentazione delle offerte e i ruoli specifici di GME e Terna) sia i richiami alle disposizioni di cui alle decisioni ACER e ai regolamenti europei.

Il TIDE, infine, definisce i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento, al fine di perseguire un miglioramento continuo da parte di Terna in coerenza con l'evoluzione dello stato dell'arte. Anche lato trasparenza si registrano innovazioni importanti: Terna sarà, infatti, tenuta a pubblicare non solo il modello di rete utilizzato per l'ISP (in termini di nodi, linee, resistenze, reattanze e suscettanze verso terra), ma anche lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti, il fabbisogno stimato dei servizi ancillari e le immissioni e prelievi attesi in ciascun nodo.

Il TIDE produrrà effetti dal 1° gennaio 2025.

Interrompibilità del carico

Il servizio di interrompibilità del carico è stato storicamente disciplinato dall'Autorità su mandato attribuito dall'art. 30, comma 18, della legge 23 luglio 2009, n. 99, prevedendo selezioni a termine su base triennale, annuale, trimestrale, mensile e plurimensile, con un premio in €/MW/anno determinato tramite un'asta a prezzo marginale al ribasso rispetto a una base d'asta fissata in coerenza con gli specifici indirizzi emanati dal Ministero (105.000 €/MW/anno per le risorse localizzate sul continente e 126.000 €/MW/anno per le risorse localizzate in Sicilia e in Sardegna). La partecipazione era limitata ai soli clienti finali che si rendevano disponibili a essere interrotti istantaneamente su richiesta di Terna.

L'art. 21, comma 1, del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69 ha modificato l'art. 30, comma 18, della legge n. 99/2009, dando mandato all'Autorità di definire i criteri e le modalità di approvvigionamento del servizio di interrompibilità sulla base dei criteri tecnici definiti da Terna ed estendendo la partecipazione anche ai sistemi di accumulo.

L'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia nel documento per la consultazione 5 ottobre 2023, 445/2023/R/eel, procedendo all'approvazione dei criteri e delle modalità di approvvigionamento con la delibera 30 novembre 2023, 564/2023/R/eel. Il servizio è approvvigionato con selezione a termine annuale, trimestrale o mensile (non è più prevista l'asta triennale in quanto, nelle more della sua confluenza nel TIDE, il servizio è stato disciplinato solo per il 2024) a partire da una base d'asta analoga a quella già in essere ed è articolato in prodotti senza limiti di durata i cui assegnatari possono essere chiamati a erogare il servizio per un tempo indeterminato non noto a priori e in prodotti a durata limitata i cui assegnatari sono chiamati a erogare il servizio per un tempo massimo definito da Terna in sede di selezione a termine. Il prodotto a durata limitata è stato specificatamente pensato per i sistemi di accumulo che erogano il servizio tramite incremento dell'immissione in rete fino al picco massimo di capacità, ma che potrebbero incontrare difficoltà a garantire tale immissione per un tempo prolungato a causa dei limiti sulla disponibilità di energia.

A seguito dell'approvazione della delibera 564/2023/R/eel, Terna ha redatto il nuovo regolamento per il servizio di interrompibilità che è stato approvato dall'Autorità con la delibera 5 dicembre 2023, 572/2023/R/eel, unitamente alla verifica di conformità delle modifiche al Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, finalizzate a consentire la partecipazione dei sistemi di accumulo.

Le nuove modalità troveranno applicazione solamente nell'anno 2024, perché dal 2025 il servizio di interrompibilità confluirà nel servizio di modulazione straordinaria di cui al TIDE.

Incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento

Con la delibera 21 dicembre 2021, 597/2021/R/eel, l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione di tipo *output based* finalizzato alla riduzione dei costi di dispacciamento a carico degli utenti finali. Il sistema opera secondo una logica di *profit sharing*, riconoscendo a titolo di incentivo a Terna una parte (12% su base annua) dei risparmi ottenuti; di contro, in caso di incremento dei costi di dispacciamento, Terna è tenuta a corrispondere una penale (4% su base annua) proporzionale a tale incremento.

Il meccanismo si applica al triennio 2022-2024: in ciascun anno l'incentivo è determinato operando un confronto tra il costo del dispacciamento maturato ogni anno di incentivazione e la relativa *baseline*. Per il 2022 si è assunto come *baseline* il costo del dispacciamento relativo all'anno 2019, in quanto gli anni 2020 e 2021 non sono stati considerati rappresentativi del funzionamento usuale del sistema elettrico poiché caratterizzati dagli effetti sulla domanda di energia elettrica dovuti alla pandemia da Covid-19. Per gli anni successivi si considera come *baseline* il costo del dispacciamento dell'anno precedente. Sono previsti degli appositi meccanismi di sterilizzazione finalizzati a rendere il costo del dispacciamento neutrale rispetto a fattori al di fuori del controllo di Terna, quali il costo della materia prima, le strategie di offerta degli operatori con riferimento ai margini *sell-buy*, l'ammontare del gettito dei corrispettivi di sbilanciamento, l'andamento del carico residuo (domanda al netto della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, la variazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema per scelte non imputabili a Terna. Terna deve altresì proporre una sterilizzazione degli effetti dell'avvio del mercato della capacità (non presente nel 2019) e dei risparmi associabili agli investimenti che hanno beneficiato degli incentivi previsti dalla delibera 20 dicembre 2018, 699/2018/R/eel.

Nel corso del 2023 l'Autorità, con la delibera 3 agosto 2023, 367/2023/R/eel, ha provveduto a riconoscere a Terna l'incentivo per l'anno 2022: Terna ha maturato, tenendo conto di tutti gli effetti di sterilizzazione, un risparmio complessivo di 2.210 M€, cui corrisponde un premio di circa 796 M€ (36% del totale, di cui 12% relativo al 2022 e 24% a titolo di anticipazione per gli anni 2023 e 2024).

A inizio 2023, con la delibera 31 gennaio 2023, 26/2023/R/eel, l'Autorità ha altresì riconosciuto gli incentivi previsti dalla delibera 699/2018/R/eel per complessivi 150 M€.

Auto-dispacciamento

Con il documento per la consultazione 2 agosto 2022, 392/2022/R/eel, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti per la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento (o auto-bilanciamento) a livello locale, come previsto dall'art. 14, comma 10, lettera e) e dall'art. 23, comma 3 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210. La sperimentazione è stata approvata con la delibera 28 giugno 2023, 298/2023/R/eel. Essa prevede che i soggetti che operano l'auto-dispacciamento paghino i corrispettivi di dispacciamento ridotti in relazione ai soli costi che l'applicazione dell'auto-dispacciamento evita al sistema: trattasi di una quota del corrispettivo *uplift* pari al 50% dei soli costi strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari (lettere a), b), d) e e) di cui al comma 44.1 della delibera 111/06) in quanto l'impegno dell'utente ad auto-bilanciarsi, purché reso noto *ex ante* a Terna, potrebbe parzialmente ridurre l'esigenza di Terna di approvvigionarsi di margini di riserva. Tuttavia, come evidenziato in consultazione, l'auto-dispacciamento può comportare l'aumento potenziale di vincoli di rete da risolvere per il TSO specialmente se operato in forma estesa e semplificata. Pertanto, la delibera ne limita l'applicazione al singolo nodo della rete rilevante: per esempio, l'auto-dispacciamento sperimentale può essere effettuato su rete di distribuzione (per esempio, ma non necessariamente, nell'ambito di una comunità energetica) o nell'ambito di un Sistema di distribuzione chiuso (SDC). Comunque, la sua corretta quantificazione del costo evitato per il sistema sarà oggetto di verifica durante la sperimentazione.

Ulteriori interventi

Su base annua l'Autorità è chiamata ad approvare la proposta di Terna per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto, introdotti con la delibera 19 novembre 2004, 205/04. Per l'anno 2024 Terna ha presentato una proposta in linea con quanto adottato negli anni precedenti, fatti salvi alcuni dettagli sulle tempistiche e modalità di presentazione delle richieste di ammissione alle procedure concorsuali: l'Autorità si è espressa in merito con la delibera 14 novembre 2023, 520/2023/R/eel.

Con procedura d'urgenza il 21 marzo 2022, GME ha modificato la gestione dei pagamenti relativi alla Piattaforma conti energia (PCE), al mercato elettrico e al mercato del gas naturale prevedendo l'utilizzo del metodo *SEPA Credit Transfer* urgente o altro metodo equivalente al posto del *SEPA Direct Debit*; ciò ha permesso di ridurre i tempi di liquidazione delle partite economiche consentendo lo sblocco anticipato delle garanzie finanziarie con contenimento degli oneri per il mantenimento delle stesse a cura degli operatori di mercato.

Le modifiche sono state riportate nel Regolamento per la Piattaforma conti energia sottoposto all'approvazione dell'Autorità, nel Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico e nella Disciplina del mercato del gas naturale sottoposti per approvazione al Ministero competente (ora Ministero per l'ambiente e la sicurezza energetica), sentita l'Autorità. Il Ministero ha approvato i testi di competenza con proprio decreto del 20 novembre 2023. L'Autorità, con la delibera 19 dicembre 2023, 602/2023/R/eel, ha conseguentemente provveduto ad approvare le modifiche al regolamento per la Piattaforma conti energia che erano rimaste in sospeso in attesa delle valutazioni del Ministero.

Gestione dei crediti non riscossi da riconoscere a Terna a causa dell'insolvenza di utenti del dispacciamento

Con documento per la consultazione 7 novembre 2023, 505/2023/R/eel, l'Autorità ha delineato la propria intenzione di definire i criteri e le procedure per l'individuazione e la gestione dei crediti non recuperabili da Terna a causa dell'insolvenza di utenti del dispacciamento.

La reintegrazione di crediti non recuperabili richiesti da Terna è stata gestita, precedentemente alla richiamata consultazione, con interventi *ad hoc* (si rimanda a tale proposito alle delibere 5 aprile 2018, 218/2018/R/eel e 9 giugno 2020, 206/2020/R/eel) prevedendo, alla luce dell'occasionalità e della limitata entità degli importi in questione, che l'onere risultante fosse posto a carico del sistema mediante il corrispettivo di cui all'art. 44 dell'allegato A alla delibera 111/06 (c.d. *uplift*) in deroga, pertanto, a quanto stabilito dall'art. 49 del medesimo allegato A alla delibera 111/06 (che prevede la creazione di un apposito corrispettivo).

L'approccio, semplificato, degli orientamenti prospettati nel documento per la consultazione 505/2023/R/eel tiene conto delle innovazioni regolatorie intervenute negli anni che garantiscono di limitare significativamente, rispetto al passato, l'esposizione del sistema al rischio di controparte.

In dettaglio, in relazione alle condizioni per l'accesso al meccanismo di reintegrazione, al fine di mantenere un incentivo finanziario al recupero del credito da parte di Terna, è stato proposto di ammettere i crediti, non già coperti dall'escussione delle relative garanzie, relativi:

- a contratti di dispacciamento risolti da almeno 12 mesi (per le motivazioni previste nell'ambito del contratto di dispacciamento oppure per i quali non sia stato possibile risolvere il contratto per effetto di una norma in materia di crisi d'impresa) o conclusi e per i quali emergano crediti (tipicamente nell'ambito delle sessioni di conguaglio SEM) ormai non più coperti dalle garanzie;
- al *settlement* mensile o a crediti maturati a seguito delle determinazioni delle sessioni di conguaglio SEM1 e SEM2 per i quali siano comunque verificate le condizioni di cui al primo alinea.

Gli orientamenti prospettati inoltre:

- escludono dal perimetro degli importi che possono essere recuperati gli importi relativi all'IVA in tutti i casi in cui, ai sensi della normativa vigente, Terna abbia titolo a presentare richiesta di rimborso o a effettuare il versamento fino al momento dell'incasso, nonché eventuali crediti per i quali sia maturata la prescrizione ai sensi della normativa vigente per motivazioni riconducibili all'operato di Terna;
- prevedono che eventuali importi recuperati successivamente, per esempio nell'ambito delle procedure di liquidazione giudiziale o di liquidazione coatta o di concordato preventivo, siano posti a riduzione dei crediti non recuperabili ammessi a copertura.

In relazione alle modalità di copertura dei crediti non recuperabili, la consultazione prospetta:

- di non istituire un apposito corrispettivo per la copertura dei medesimi crediti non recuperabili, e che essi siano aggiunti alle voci di costo di cui all'art. 44, comma 44.2, dell'allegato A alla delibera 111/06 e trovino copertura tramite l'*uplift*. A seguito dell'entrata in operatività del TIDE, i crediti non recuperabili troveranno copertura tramite il corrispettivo a copertura delle ulteriori partite economiche relative al servizio di dispacciamento, di cui all'art. 1–24.8 del TIDE;
- che, al fine di richiedere il riconoscimento dei crediti non recuperabili, Terna trasmetta all'Autorità, entro il 15 novembre di ogni anno, una relazione, con lo scopo di:
 - verificare che siano state messe in atto tutte le attività finalizzate a minimizzare la propria esposizione e gli oneri connessi con le eventuali insolvenze;
 - rendicontare l'ammontare dei crediti ritenuti non recuperabili per i quali ritiene di trovare copertura a decorrere dall'anno successivo mediante il corrispettivo di cui al precedente alinea, gli importi già coperti tramite il suddetto corrispettivo o eventualmente ancora da coprire (afferenti a crediti per i quali Terna aveva già indicato, nell'ambito delle relazioni degli anni precedenti, l'intenzione di procedere alla copertura mediante il corrispettivo), nonché gli importi recuperati;
 - individuare le tempistiche per la copertura dei crediti non recuperabili e il conseguente incremento previsto del corrispettivo;
- che, decorsi trenta giorni dall'invio della suddetta relazione e salvo diverso avviso dell'Autorità, Terna possa procedere alla copertura dei crediti non recuperabili indicati nella suddetta relazione mediante il corrispettivo di cui al primo alinea a decorrere dal primo trimestre di riferimento utile e secondo le tempistiche comunicate.

In relazione alla prima applicazione delle nuove disposizioni, la consultazione prospetta di anticipare al mese di febbraio 2024 il termine entro cui Terna deve trasmettere all'Autorità la relazione per richiedere il riconoscimento dei crediti non recuperabili cumulati precedentemente all'approvazione del provvedimento finale.

Evoluzione della disciplina del *settlement*

Alla luce delle innovazioni e delle profonde trasformazioni intercorse negli anni in ambito di misura di immissioni e prelievi, con la delibera 25 luglio 2023, 336/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina del *settlement* e della gestione delle perdite di rete di energia elettrica.

La delibera 336/2023/R/eel, in particolare, stabilisce che la riforma dovrà consentire:

- una transizione ordinata e coerente verso un modello che, superando il meccanismo di *load profiling* vigente, sia fondato sulla disponibilità prevalente di dati orari di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata e sull'utilizzo dei dati di misura relativi al periodo di competenza, siano essi trattati orari o trattati per fasce o monorari, minimizzando i costi e i rischi complessivi per il sistema connessi ai criteri convenzionali adottati in fase di acconto mensile nell'ambito della disciplina vigente e che permetta di svincolare Acquirente unico dal ruolo di operatore residuale del sistema elettrico;
- una più tempestiva determinazione e valorizzazione delle partite fisiche ed economiche del dispacciamento;
- la coerenza con l'innovazione della regolazione del dispacciamento introdotta con il TIDE;
- la variazione su base giornaliera dell'utente del dispacciamento abbinato a ciascun punto di prelievo, in coerenza con la possibilità di cambiare fornitore in qualsiasi giorno del mese;
- un'evoluzione della disciplina del trattamento delle perdite di rete verso un modello più aderente alle reali *performance* delle singole imprese distributrici;
- una generale ottimizzazione degli obblighi informativi a carico dei diversi soggetti.

Infine, la delibera 336/2023/R/eel prevede che la definizione della nuova disciplina del *settlement* e delle perdite di rete possa avvenire anche per step progressivi e che, alla luce della cessazione del servizio di maggior tutela, gli interventi iniziali debbano essere indirizzati al superamento della disciplina del *load profiling* e del ruolo di operatore residuale fino ad ora attribuito all'Acquirente unico nell'ambito della medesima disciplina.

Con il documento per la consultazione 3 agosto 2023, 377/2023/R/eel, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti in merito a quanto delineato nel richiamato avvio di procedimento in relazione alla revisione del meccanismo di *load profiling* e prefigurato una riforma complessiva della gestione dei dati di misura ai fini del *settlement* nonché innovative modalità di approvvigionamento delle partite residuali di energia elettrica (differenza tra l'energia elettrica immessa in ciascuna rete di distribuzione e l'energia elettrica complessivamente prelevata – misurata o profilata – dai clienti finali connessi alla medesima rete). Nel dettaglio l'Autorità ha:

- prospettato la gestione unificata dei dati di misura, ai fini del *settlement* e della quantificazione delle partite residuali di energia elettrica, prevedendo, a tendere, che tutte le misure di prelievi e immissioni transitino esclusivamente dal SII e che la loro gestione risulti il più possibile uniforme indipendentemente dalla tipologia del punto di misura cui tali dati afferiscono e dal tipo di trattamento applicato; tale evoluzione nella gestione dei dati richiede prioritariamente di:
 - internalizzare nel SII le misure dell'energia elettrica scambiata nei punti di interconnessione fra reti di gestori diversi (ora gestite bilateralmente ai fini della determinazione del prelievo residuo di area – PRA);
 - uniformare le modalità di profilazione dei dati non orari e gestire tutte le misure con granularità al quarto d'ora in coerenza con quanto disposto dall'art. 53 del regolamento (UE) 2195/2017;
 - uniformare le modalità di aggregazione;

- in una fase successiva del percorso di riforma, spostare nel SII anche la gestione dei dati di misura delle immissioni, ciò al fine di dare attuazione alle richiamate disposizioni di cui al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199¹;
- in relazione alla determinazione dell'energia residuale – ER, indicato che il soggetto responsabile dell'attività di aggregazione delle misure ai fini del *settlement*, a tendere individuato nel SII, sia anche responsabile della determinazione dell'ER;
- ipotizzato due possibili soluzioni alternative per allocare alle imprese distributrici, rispettivamente in via diretta o indiretta, i costi sottesi a tale approvvigionamento (costi sostanzialmente connessi al differenziale fra le perdite di rete effettive e le perdite di rete standard):
 - la prima opzione prevede che l'approvvigionamento dell'ER sia demandato direttamente alle imprese distributrici sul mercato libero, permettendo alle stesse la piena gestione del costo di approvvigionamento dell'ER;
 - la seconda opzione prevede che l'approvvigionamento dell'ER sia affidato a Terna e che, ai fini della copertura dei relativi costi, sia introdotto un corrispettivo a carico delle imprese distributrici;
- evidenziato la necessità che tutta l'energia prelevata per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione, misurata ovvero misurabile, sia approvvigionata dalle singole imprese distributrici mediante la stipula di un contratto di fornitura sul libero mercato e pertanto non sia ricompresa nell'ambito dell'ER (ora è invece approvvigionata nell'ambito del servizio di maggior tutela);
- prospettato di superare interamente il meccanismo del *load profiling*; in particolare, tenendo conto del numero sempre più esiguo di punti privi di trattamento orario. A tal proposito, è stata rappresentata la possibilità di adottare un meccanismo più semplice, analogo a quello applicato per profilare i punti di immissione non trattati orari (piatto per mese o piatto per fascia). Nell'ottica di unificare la gestione dei dati di misura, il documento per la consultazione prospetta di assegnare anche tale attività di profilazione quart'oraria al SII;
- prospettato di anticipare i termini di messa a disposizione al SII delle misure dei punti di prelievo non trattati orari al giorno 7 del mese successivo a quello cui i dati si riferiscono (ora tale termine è fissato al giorno 20) e di introdurre l'obbligo di messa a disposizione con cadenza mensile del dato di misura stimato per tutti i punti di prelievo monorari fino a 16,5 kW;
- previsto di considerare, ai fini della definizione dei fattori percentuali di perdita standard applicati in fase di *settlement*, esclusivamente i fattori percentuali definiti per le perdite tecniche e, conseguentemente, che la quota di perdite effettive riconducibile alle perdite commerciali sia approvvigionata nell'ambito dell'ER.

Il documento per la consultazione 377/2023/R/eel delinea, infine, un percorso di attuazione che prevede:

- l'avvio della nuova disciplina secondo modalità semplificate a partire da gennaio 2025;
- l'entrata in vigore a regime della nuova disciplina a conclusione di tutte le attività funzionali alla gestione di tutti i dati di misura nel SII, inclusi pertanto anche quelli relativi alle immissioni, in modo da dare il tempo sufficiente a tutti i soggetti coinvolti di implementare e adeguare i processi interni e i sistemi informativi a supporto.

¹ Le disposizioni dell'art. 36 del decreto legislativo n. 199/2021 prevedono, in materia di regolazione della misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete da impianti di produzione da fonti rinnovabili, che l'Autorità definisca le modalità con le quali i dati di misura dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti di produzione da fonti rinnovabili oggetto di incentivazione vengano gestiti nell'ambito del SII.

Servizio di trasporto, distribuzione e misura

Servizio di distribuzione e misura

Con la delibera 27 dicembre 2019, 568/2019/R/eel, l'Autorità ha definito la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.

In continuità con i precedenti periodi di regolazione, continua a essere previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria" o "tariffa per l'uso delle infrastrutture") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice.

Nel corso del 2023, coerentemente con il quadro normativo sopra richiamato, con riferimento alle imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo, con la delibera 11 aprile 2023, 154/2023/R/eel, l'Autorità ha provveduto a determinare le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura in via definitiva per l'anno 2022, mentre con la delibera 16 maggio 2023, 206/2023/R/eel, sono state determinate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura in via provvisoria per l'anno 2023.

Con la delibera 18 aprile 2023, 165/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027, condotto in sinergia con i procedimenti in materia di regolazione per obiettivi di spesa e di servizio avviati con le delibere 28 giugno 2021, 271/2021/R/com, e 25 ottobre 2022, 527/2022/R/com, rispettivamente per l'approccio ROSS-base e ROSS integrale.

Nell'ambito del suddetto procedimento, nel documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/eel, sono stati illustrati, tra l'altro, gli orientamenti riguardo alla regolazione economico-tariffaria per il sesto periodo di regolazione.

In particolare, nell'ambito della consultazione, le principali tematiche di tipo economico-tariffario affrontate sono state le seguenti:

- meccanismi di promozione delle aggregazioni tra imprese distributrici;
- meccanismi di promozione della razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione;
- revisione dei criteri di determinazione delle tariffe parametriche per il servizio di distribuzione;
- regolazione tariffaria dell'energia reattiva;
- revisione di alcune disposizioni del Testo integrato relativo alle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

Le decisioni dell'Autorità in merito agli orientamenti oggetto della consultazione 423/2023/R/eel sono contenute nella delibera 27 dicembre 2023, 616/2023/R/eel, con la quale sono stati approvati anche i Testi integrati per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e di misura (TIT e TIME) nonché il Testo integrato relativo alle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC), in vigore il 1° gennaio 2024.

Con riferimento alle aggregazioni tra imprese distributrici, l'Autorità, con la richiamata delibera 616/2023/R/eel, ha previsto forme di incentivo per la riduzione delle imprese distributrici sul territorio nazionale nel caso di forme di aggregazione strutturalmente stabili, escludendo affitti di rete, acquisizioni parziali di rete e confermando la possibilità di utilizzare lo strumento del contratto di rete.

Più in dettaglio, nel caso di aggregazioni tra imprese distributrici di minori dimensioni (le aggregazioni tra imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo oppure quelle che interessano una impresa che serve almeno 25.000 punti di prelievo con una o più imprese che servono un numero di punti di prelievo inferiore a tale soglia), l'Autorità ha sostanzialmente confermato i meccanismi di incentivo già vigenti nel quinto periodo di regolazione, basati sulla valorizzazione del capitale investito dell'impresa oggetto di aggregazione tramite il valore implicitamente riconosciuto attraverso la tariffa parametrica di cui alla delibera 11 aprile 2018, 237/2018/R/eel, e sull'applicazione di un incentivo monetario *una tantum*.

L'Autorità ha previsto, inoltre, l'introduzione di un meccanismo di promozione delle operazioni di aggregazione che coinvolgano un'impresa distributtrice che serve tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo e una che serve oltre 100.000 punti di prelievo. In tal caso, l'Autorità ha previsto una premialità *una tantum* pari a 50 euro per punto di prelievo servito dall'impresa di minore dimensione per le aggregazioni portate a termine entro il 31 dicembre 2025 e di 40 euro per punto di prelievo per quelle concluse nel biennio 2026-2027.

Inoltre, tenuto conto delle osservazioni pervenute al documento per la consultazione 423/2023/R/eel, l'Autorità ha esteso il meccanismo di incentivo alle operazioni di aggregazione che comportano il raggiungimento di una soglia di punti di prelievo serviti pari ad almeno 100.000. In tal caso, le imprese che servono tra 25.000 e 100.000 punti di prelievo oggetto di aggregazione possono beneficiare dell'incentivo *una tantum* per punto di prelievo sopra richiamato. In questi casi sono ammesse al meccanismo di incentivo anche eventuali acquisizioni di porzioni di rete qualora determinino una razionalizzazione delle aree geografiche servite dalle imprese distributrici in coerenza con le disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Le imprese in regime tariffario parametrico eventualmente oggetto di acquisizione possono anche in questo caso godere dell'incentivo sulla base del valore del capitale investito implicitamente riconosciuto nella tariffa parametrica e del 30% di premio commisurato a costi operativi secondo i meccanismi previsti per le aggregazioni di imprese di minori dimensioni, ma non hanno titolo all'ulteriore incentivo *una tantum* per punto di prelievo.

Relativamente alla razionalizzazione degli asset di rete in alta tensione, l'Autorità ha introdotto incentivi alla cessione di linee AT e di asset di cabina primaria (sbarre e stalli), calcolati, rispettivamente, sulla base del costo storico rivalutato delle linee/cavi o del valore delle immobilizzazioni nette degli asset di cabina primaria oggetto di cessione: tali incentivi sono fissati al 4% per gli anni 2024 e 2025 e al 3% per gli anni 2026 e 2027. Per l'ottenimento dell'incentivo sulle linee AT, l'Autorità ha previsto che sia necessario il raggiungimento di un accordo per la cessione completa delle linee dell'impresa distributtrice, mentre per l'ottenimento dell'incentivo sulla cessione di sbarre e stalli di cabina primaria l'Autorità ha previsto che sia necessario il raggiungimento di una percentuale minima di asset ceduti.

Con riferimento alle imprese in regime tariffario parametrico (quelle che servono meno di 25.000 punti di prelievo), con la delibera 616/2023/R/eel l'Autorità ha completato la regolazione del quinto periodo di regolazione specificando le modalità di riconoscimento dei costi tramite il fattore correttivo *g*; ha definito i pesi della tariffa

parametrica per il periodo 2021-2023 ai fini dell'applicazione del meccanismo di gradualità di cui ai commi 6.3 e 6.4 della delibera 237/2018/R/eel; infine, ha prorogato la prevista revisione della formulazione della tariffa parametrica dall'anno 2023 all'anno 2024, rinviando a successivo provvedimento l'avvio di procedimento per la revisione medesima in modo da applicare la nuova formulazione alle tariffe relative al periodo 2025-2027.

Avvio del procedimento per la revisione del Testo integrato cooperative

L'Autorità, con la delibera 18 luglio 2023, 317/2023/R/eel, ha avviato un procedimento per la revisione e l'aggiornamento della disciplina regolatoria per le cooperative storiche dotate di rete propria e per i consorzi storici dotati di rete propria al fine di:

- tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo che si è avuta negli ultimi anni, nonché individuare quali siano le modifiche alle caratteristiche delle cooperative o dei consorzi storici dotati di rete propria compatibili con il mantenimento del proprio titolo e, quindi, con l'accesso alla specifica disciplina prevista dal Testo integrato cooperative (TICOOP);
- delineare le modalità di applicazione del TICOOP nel caso in cui una cooperativa storica concessionaria o esistente acceda al processo di aggregazione mediante la stipula di un contratto di rete di cui all'art. 3, comma 4-ter, del decreto legge 10 febbraio 2009, n. 5 al fine di confinare i relativi benefici alla rete della singola cooperativa storica concessionaria e ai relativi clienti finali soci diretti.

Il procedimento avviato con la delibera 317/2023/R/eel, fa seguito alla conclusione del processo di ricognizione e censimento delle cooperative storiche dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria; tale processo di ricognizione e censimento ha consentito, infatti, di avere un quadro chiaro ed esaustivo delle diverse fattispecie esistenti e delle loro caratteristiche e, conseguentemente, di potere dare seguito all'attività di aggiornamento della relativa disciplina regolatoria, al fine di revisionare il TICOOP per tenere conto dell'evoluzione del quadro normativo che si è avuta negli ultimi anni, nonché per individuare quali siano le modifiche alle caratteristiche delle cooperative o dei consorzi storici compatibili con il mantenimento del titolo di cooperative o consorzi storici e, quindi, con l'accesso alla specifica disciplina prevista dal TICOOP.

Proroga, fino al 31 dicembre 2024, dell'attuale disciplina regolatoria in materia di corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica prelevata dai produttori e interventi funzionali a completare il quadro delle nuove disposizioni

Nell'anno 2021, la delibera 16 marzo 2021, 109/2021/R/eel, ha innovato la regolazione dell'erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete (ossia destinata all'accumulo) ed energia elettrica prelevata destinata ai servizi ausiliari di generazione, perseguendo una doppia finalità:

- uniformare la regolazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata in tali fattispecie (denominata EIN);
- estendere la medesima regolazione ai casi, più complessi, in cui i prelievi di energia elettrica per il tramite del medesimo punto di connessione non siano destinati solo ai sistemi di accumulo e/o ai servizi ausiliari di generazione, ma anche a ulteriori carichi distinti da essi.

La delibera 109/2021/R/eel ha previsto, tra l'altro, che:

- a decorrere dal 1° gennaio 2023, su istanza del produttore (ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive), l'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete sia trattata come energia elettrica immessa negativa ai fini dell'accesso ai servizi di trasporto, distribuzione e dispacciamento;
- la regolazione sia applicata su richiesta del produttore ovvero del soggetto richiedente la connessione ai sensi del Testo integrato connessioni attive e indipendentemente dalla configurazione impiantistica:
 - alle configurazioni già esistenti e alle nuove configurazioni;
 - alle configurazioni impiantistiche connesse con le reti con obbligo di connessione di terzi, nonché alle configurazioni connesse con i Sistemi di distribuzione chiusi, ferme restando le specifiche disposizioni regolatorie previste dal Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi per tali tipologie di reti elettriche;
- la regolazione sia applicata limitatamente all'energia elettrica corrispondente alla potenza dei dispositivi che effettuano il prelievo funzionale a consentire la successiva immissione, come dichiarata nella certificazione asseverata da perizia indipendente, con un margine del 10%;
- a decorrere dal 1° gennaio 2024 sia abrogato l'art. 16 del Testo integrato trasporto 2020-2023 (TIT 2020-2023);
- Terna definisca, in coordinamento con le imprese distributrici per quanto di competenza, nell'ambito di un allegato al Codice di rete di Terna i principi, i criteri e le modalità di calcolo degli algoritmi funzionali alla quantificazione dell'energia elettrica prelevata funzionale a consentire la successiva immissione in rete da sottoporre all'approvazione dell'Autorità, previa consultazione pubblica. Tali criteri e modalità di calcolo degli algoritmi sono definiti nell'allegato A.78 al Codice di rete di Terna.

Per completare il quadro degli interventi funzionali all'operatività delle disposizioni introdotte con la richiamata delibera 109/2021/R/eel, si è reso necessario con la delibera 4 aprile 2023, 142/2023/R/eel, intervenire per veicolare nell'ambito degli obblighi di messa a disposizione dei dati di misura previsti dal TIME e di aggregazione delle misure previsti dal TIS le grandezze della EIN e dell'energia prelevata netta, ovvero la differenza tra l'energia complessivamente prelevata dalla rete e il valore assoluto dell'EIN che è necessario determinare per le configurazioni impiantistiche con unità di produzione/sistema di accumulo e unità di consumo (SSPC) che accedono al nuovo regime, al fine di attribuire correttamente i consumi ai clienti finali.

In dettaglio, nell'ambito delle disposizioni che disciplinano la messa a disposizione dei dati di misura (orari)² contenute nel TIME, si è previsto che:

- le imprese distributrici inviino al SII i dati della EIN coerentemente con i tempi e le modalità già previste per la trasmissione dei dati di misura periodici;
- sia il SII a determinare e rendere disponibili agli utenti del dispacciamento l'energia prelevata netta in relazione a ciascun punto di prelievo nella loro disponibilità, a valle della ricezione dei dati della EIN mensile da parte delle imprese distributrici. La trasmissione di tali dati, a regime, deve essere effettuata entro 1 giorno lavorativo dalla data di messa a disposizione dei dati relativi all'energia prelevata complessivamente dal punto di prelievo e all'EIN mensile.

² Al riguardo è opportuno precisare che, nell'ambito della disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel, i dati di misura devono avere una granularità almeno oraria e pertanto uno dei requisiti affinché una configurazione possa essere ammessa alla predetta disciplina è che i misuratori installati siano di tipo orario.

In relazione all'attività di aggregazione delle misure disciplinata ai sensi del TIS, ai fini della corretta determinazione dell'energia elettrica attribuita a ciascun utente del dispacciamento, sempre con riferimento ai punti di prelievo trattati orari, si è stabilito, tra l'altro, che il SII consideri, per i punti di prelievo che accedono alla disciplina regolatoria e per i quali risulta trasmessa l'EIN ai sensi del TIME, i dati dell'energia prelevata netta (anziché l'energia complessivamente prelevata).

Il provvedimento prevede la piena centralizzazione dei flussi della EIN e dell'energia prelevata netta nel SII, concluso un periodo transitorio previsto per il primo semestre del 2024 per consentire al medesimo SII gli adeguamenti necessari, a partire dal 1° luglio 2024.

Nel corso dell'anno 2023, peraltro, sono pervenute all'Autorità diverse segnalazioni relative a criticità operative nell'espletamento degli step necessari per completare la procedura per l'accesso alla disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel, con particolare riferimento alle attività correlate alla registrazione delle unità di produzione in assetto negativo (funzionamento in assorbimento relativo a un sistema di accumulo) e/o delle unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione all'anagrafica del sistema GAUDì e alla loro abilitazione.

Quanto evidenziato ha comportato che numerose istanze di accesso, benché presentate con adeguato anticipo rispetto al termine del 1° gennaio 2024, fossero bloccate o procedessero con forte ritardo.

Conseguentemente, l'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2023, 596/2023/R/eel, ha disposto:

- di prorogare di un ulteriore anno (fino alla fine del 2024) la disciplina regolatoria già prevista dall'art. 16 del TIT 2020-2023, al fine di garantire che per tutti gli impianti di produzione e/o sistemi di accumulo sia possibile continuare a beneficiare degli esoneri tariffari;
- di istituire presso Terna un tavolo tecnico, convocato con frequenza almeno mensile, cui partecipano gli *stakeholder* interessati, al fine di discutere le criticità operative afferenti all'accesso alla disciplina introdotta con la delibera 109/2021/R/eel;
- che Terna, con cadenza mensile, rendiconti all'Autorità in merito a quanto emerso nell'ambito del suddetto tavolo tecnico e alle soluzioni individuate per superare le criticità, nonché allo stato di avanzamento nell'implementazione nel sistema GAUDì delle modifiche funzionali alla piena attuazione di quanto previsto dalla delibera 109/2021/R/eel;
- che Terna elabori ed invii mensilmente all'Autorità un report che riporti a livello aggregato lo stato di avanzamento, nel processo di qualificazione alla delibera 109/2021/R/eel, delle pratiche presentate dagli operatori (raggruppandole sulla base delle diverse tipologie individuate nell'allegato A.78 al Codice di rete di Terna) e che, a tal fine, la medesima Terna dia separata evidenza del numero di pratiche che, nelle more del completamento della procedura di accesso alla disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel, continuano a usufruire del prorogato regime di esenzione previsto dall'art. 16 del TIT 2020-2023 e del numero di unità/impianti di produzione che, pur aderendo al medesimo regime di esenzione, non hanno ancora provveduto a presentare istanza al relativo gestore di rete per l'accesso alla disciplina prevista dalla delibera 109/2021/R/eel.

Modifiche al Codice di rete

Il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete) è predisposto da Terna ai sensi del DPCM 11 maggio 2004 ed è sottoposto all'approvazione da parte dell'Autorità e del Ministero. L'Autorità, in particolare, ne verifica la conformità alla propria regolazione.

Su base annua sono diversi gli interventi di aggiornamento e modifica del Codice di rete. Per l'anno 2023 si segnalano:

- la delibera 14 marzo 2023, 98/2023/R/eel, relativa alle modifiche delle definizioni di unità di produzione e sezione di impianto per includere tutti i sistemi di accumulo, alle modifiche ai requisiti tecnici e alle modalità di erogazione dei servizi ancillari relativi alla frequenza, in coerenza con le evoluzioni del quadro normativo europeo (regolamento (UE) 1485/2017); Terna aveva altresì proposto l'introduzione di unità volontariamente abilitate, ma l'Autorità ha ritenuto opportuno posticipare tale ampliamento attuandolo nella più ampia riforma del servizio di dispacciamento di cui al TIDE;
- la delibera 18 luglio 2023, 320/2023/R/eel, relativa alle modifiche al Piano di emergenza per la sicurezza del sistema elettrico (PESSE) finalizzate a migliorare la comunicazione dell'attivazione di tale piano nei confronti degli utenti del sistema elettrico.

Piani di investimento per distribuzione e misura

Piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Con il documento per la consultazione 20 aprile 2023, 173/2023/R/eel, l'Autorità ha indicato i propri orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di *performance* per uno sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione dell'energia elettrica e per la progressiva introduzione di disposizioni (requisiti minimi) per la consultazione e la predisposizione dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione.

A seguito della consultazione, l'Autorità ha adottato due azioni:

- con la delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel, ha previsto le tempistiche e le modalità per l'elaborazione e la consultazione pubblica biennale dei Piani di sviluppo delle reti di distribuzione per le imprese distributrici con oltre 100.000 clienti finali, per l'anno 2023 e, successivamente, dal 2025 per ogni anno dispari, in particolare:
 - in merito alle tempistiche, nel 2023 le imprese distributrici effettuano una consultazione pubblica del Piano di sviluppo, il cui esito è inserito nel piano definitivo inviato all'Autorità entro il 30 novembre 2023; dal 2025, le imprese distributrici effettuano una consultazione pubblica del Piano di sviluppo e lo presentano all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso dalla consultazione, entro il 30 giugno di ogni anno dispari;
 - in merito alle modalità di elaborazione dei piani, questi devono essere predisposti:
 - ✓ in coordinamento con Terna e in coerenza con il Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale;
 - ✓ tenendo conto sia delle dinamiche di evoluzione del settore elettrico quali lo sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici, sia delle

possibili congestioni di rete di distribuzione previste e del conseguente potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità;

- ✓ indicando gli investimenti di rete programmati con un orizzonte temporale almeno quinquennale, esplicitando allo scopo la metodologia utilizzata per identificare gli investimenti e la loro granularità;
 - ✓ esplicitando, per ciascun investimento, le caratteristiche di costo e di avanzamento, motivando eventuali ritardi esogeni all'impresa o posticipazioni volontarie da parte della stessa;
- con la delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, ha previsto che le imprese distributrici tenute alla predisposizione dei Piani di sviluppo predispongano alcuni documenti comuni funzionali ai successivi Piani di sviluppo, in particolare:
 - la struttura armonizzata dei contenuti del Piano di sviluppo;
 - l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento, incluse le informazioni in formato scheda e in formato foglio di lavoro relative agli interventi del piano e al loro avanzamento tecnico ed economico;
 - un documento comune di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, anche nel caso di eventuale applicazione di tecniche di analisi costi-benefici;
 - un documento comune di definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

Sempre con la richiamata delibera 617/2023/R/eel è stato previsto che, negli anni pari, ciascuna impresa distributtrice pubblici e trasmetta all'Autorità un rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel Piano di sviluppo (con la prima edizione entro il 30 settembre 2024), mentre negli anni dispari tale monitoraggio dell'avanzamento sia incluso direttamente nella relativa edizione del Piano di sviluppo.

Smart metering 2G

Per le imprese di maggiori dimensioni (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione della regolazione per il riconoscimento dei costi legati alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, disposta per il periodo 2020-2022 dalla delibera 16 luglio 2019, 306/2019/R/eel, ed aggiornata con la delibera 27 dicembre 2022, 724/2022/R/eel, per il triennio 2023-2025.

Per quanto riguarda l'implementazione delle predette disposizioni, è stata valutata la richiesta di ammissione al regime incentivante e il Piano di messa in servizio dello *smart metering* 2G (PMS2), entrambi presentati dall'impresa distributtrice Deval.

Con la delibera 12 settembre 2023, 397/2023/R/eel, l'Autorità ha approvato il PMS2 presentato da Deval, prevedendo:

- la messa in servizio di oltre 161.500 misuratori 2G nell'arco quindicennale 2022-2036 del PMS2;
- la prima messa in servizio di circa 149.500 misuratori 2G e la sostituzione di poco più di 12.000 misuratori "2G su 2G" principalmente a causa di richieste commerciali, guasti e manomissioni;
- una spesa prevista di capitale di poco inferiore a 23 milioni di euro, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021, nell'arco quindicennale del PMS2 (incluse le spese 2G precedenti al 2021);
- una spesa unitaria prevista di 138,15 euro per misuratore 2G messo in servizio, espressa a prezzi costanti e valuta del 2021.

In merito al monitoraggio dell'avanzamento e delle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G, previsto dalla delibera 724/2022/R/eel e dalla delibera 16 marzo 2021, 106/2021/R/eel, rispettivamente per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo e fino a 100.000 punti di prelievo, con la determina 26 ottobre 2023, 3/2023, il Direttore della Direzione Infrastrutture Energia dell'Autorità ha definito elementi per sistematizzare e armonizzare le modalità con le quali le imprese distributrici inviano annualmente all'Autorità i dati e le informazioni relative all'avanzamento e alle *performance* dei sistemi di *smart metering* 2G.

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Prezzo di esercizio del Mercato della capacità

Il Mercato della capacità, la cui istituzione è stata prevista dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, è volto al raggiungimento e al mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, in modo tale che il fabbisogno di energia elettrica sia strutturalmente soddisfatto nel rispetto di predefiniti livelli di sicurezza e di qualità. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del Mercato della capacità, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, delle *Relazioni Annuali* 2017, 2018, 2019, 2020 e 2021.

Le prime procedure concorsuali del Mercato della capacità si sono svolte nel 2019 e hanno avuto ad oggetto gli anni di consegna 2022 e 2023. Nel 2022 si è poi tenuta l'asta relativa all'anno 2024. A decorrere dal mese di gennaio 2022 è stato dunque avviato il riconoscimento del corrispettivo fisso agli assegnatari ed è iniziata l'applicazione delle norme sugli obblighi di offerta e di restituzione del corrispettivo variabile, pari alla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio.

I parametri tecnico-economici e la metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio per i periodi di consegna 2022-2023 e 2024-2025 sono stati definiti, rispettivamente, con le delibere 3 settembre 2019, 363/2019/R/eel, e 28 settembre 2021, 399/2021/R/eel. Secondo quanto stabilito dalle menzionate delibere, il prezzo di esercizio, rappresentativo del costo variabile standard di un'ipotetica unità di produzione di tipo turbogas a ciclo aperto alimentata a gas naturale, è pari alla somma di un insieme di componenti, tra cui una componente a copertura del costo per il gas naturale (componente gas naturale) e una componente a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading System* (componente emissioni).

La metodologia di determinazione del prezzo di esercizio del Mercato della capacità applicata negli anni 2022 e 2023, di cui alla delibera 363/2019/R/eel, è stata modificata e integrata in via d'urgenza, con la delibera 4 marzo 2022, 83/2022/R/eel, per fare in modo che il citato prezzo potesse riflettere maggiormente il costo variabile della tecnologia di punta, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza del sistema gas. A tal fine, dal giorno successivo alla pubblicazione della delibera 83/2022/R/eel, è stato stabilito, tra l'altro, di:

- indicizzare su base giornaliera le componenti gas naturale ed emissioni per la definizione del prezzo di esercizio negli anni 2022 e 2023;
- calcolare il valore standard del gas naturale applicando, in luogo della componente C_{MEM} mensile e in relazione al giorno d -esimo, il *System Average Price*, rappresentativo del valore giornaliero del gas naturale sulla rete italiana.

Per assicurare la partecipazione dei soggetti interessati nelle forme previste dalla delibera 23 dicembre 2014, 649/2014/A nei casi di urgenza o emergenza, si è previsto di adottare la procedura della c.d. consultazione postuma, per eventuali e successivi adeguamenti e integrazioni alla regolazione sul prezzo di esercizio definita con la delibera 83/2022/R/eel.

Anche alla luce degli esiti della consultazione postuma, con la delibera 3 ottobre 2023, 437/2023/R/eel, l'Autorità ha confermato le modifiche e integrazioni alla delibera 363/2019/R/eel introdotte con la delibera 83/2022/R/eel, prevedendo la loro applicazione dal giorno seguente la data di pubblicazione di quest'ultimo provvedimento (5 marzo 2022) fino al 31 dicembre 2023.

Per quanto concerne la componente gas naturale e la componente emissioni ai fini del calcolo del prezzo di esercizio del Mercato della capacità per l'anno 2024, l'Autorità, con il documento per la consultazione 17 ottobre 2023, 471/2023/R/eel, ha espresso l'intenzione di modificare la delibera 399/2021/R/eel, per estendere al periodo di consegna 2024 la validità delle disposizioni introdotte con la delibera 83/2022/R/eel e successivamente confermate con la delibera 437/2023/R/eel. L'Autorità, con delibera 12 dicembre 2023, 583/2023/R/eel, ha modificato la metodologia di determinazione del prezzo di esercizio per l'anno 2024 coerentemente con l'orientamento espresso nel documento per la consultazione 471/2023/R/eel.

Verifica di conformità delle proposte di Terna per la modifica della disciplina del Mercato della capacità e delle relative disposizioni tecniche di funzionamento

Con le delibere 14 marzo 2023, 98/2023/R/eel e 99/2023/R/eel, l'Autorità ha, tra l'altro, approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna per:

- l'estensione dell'idoneità alla fornitura del servizio di riserva primaria ai sistemi di accumulo elettrochimico che soddisfano i requisiti tecnici previsti dal medesimo Codice;
- l'introduzione di algoritmi finalizzati al rispetto, da parte di Terna, nel processo di selezione delle offerte nel mercato per il servizio di dispacciamento, dell'energia giornaliera massima in immissione e in prelievo per le unità abilitate idroelettriche di produzione e pompaggio e per le unità abilitate di accumulo elettrochimico;
- l'estensione dell'obbligo di comunicazione entro le ore 15:00 del giorno d , con riferimento al giorno $d+2$, dei vincoli di energia giornaliera anche per le unità di accumulo elettrochimico, nonché dei dati tecnici di energia giornaliera ai fini del MSD *ex ante* e del mercato di bilanciamento;
- l'introduzione della facoltà di comunicazione, entro il termine di dichiarazione dei dati tecnici per ciascuna sottofase del MSD *ex ante*, del dato di energia iniziale in produzione (in assorbimento) da utilizzare per la sottofase in esame, sia per le unità idroelettriche di produzione e pompaggio, sia per le unità di accumulo elettrochimico;
- i requisiti di connessione degli impianti di accumulo elettrochimico, con riferimento, tra l'altro:
 - alle caratteristiche generali d'impianto e al campo di funzionamento necessari per la connessione alle reti;
 - ai servizi che questi impianti devono fornire per la salvaguardia della sicurezza del sistema elettrico nazionale nei vari stati di funzionamento;
 - allo scambio dati in tempo reale per l'osservabilità di questi impianti da parte di Terna ai fini dell'esercizio del sistema elettrico nazionale.

Con la delibera 13 luglio 2023, 316/2023/R/eel, l'Autorità ha modificato la delibera 99/2023/R/eel, prevedendo, tra l'altro, anche per gli impianti di produzione e/o di accumulo che entreranno in esercizio dopo il 17 marzo 2024 ed entro il 31 dicembre 2024, la possibilità di effettuare l'adeguamento ad alcune funzionalità indicate dalla delibera 99/2023/R/eel successivamente all'entrata in esercizio e nel corso della durata dell'*Interim Operational Notification*.

Per tenere conto, nell'ambito del funzionamento del Mercato della capacità, delle sopra citate modifiche al Codice di rete, Terna ha elaborato e trasmesso all'Autorità, nel corso del mese di luglio 2023, previa consultazione, alcune proposte di modifica alla disciplina del Mercato della capacità e alle rispettive disposizioni tecniche di funzionamento.

Le proposte di modifica alla disciplina sono state formulate con l'obiettivo di evitare che le indisponibilità degli impianti di accumulo per cui è stato richiesto l'adeguamento alle prescrizioni del Codice di rete approvate con la delibera 99/2023/R/eel potessero incidere negativamente sul rispetto degli obblighi contrattuali del Mercato della capacità. Terna ha proposto, in particolare, per gli impianti di accumulo entrati in operatività entro il 17 marzo 2024 e adeguati alle prescrizioni del Codice di rete elencate al punto 3 della delibera 99/2023/R/eel a valle dell'entrata in esercizio e durante l'*Interim Operational Notification*, l'esonero, per un periodo non superiore a quattro settimane, dagli obblighi di offerta, dalla restituzione del corrispettivo variabile e dall'aggiornamento degli indicatori di indisponibilità.

Le proposte di aggiornamento delle disposizioni tecniche di funzionamento sono state elaborate per considerare, ai fini della verifica degli obblighi connessi con il Mercato della capacità, le modifiche introdotte al Codice di rete e approvate con la delibera 98/2023/R/eel, circa la fornitura di riserva primaria e la gestione nel mercato per il servizio di dispacciamento degli impianti caratterizzati da limiti in energia. Terna ha proposto che, a partire dal periodo di consegna 2024, sia considerata come capacità validamente offerta sul mercato per il servizio di dispacciamento, per tutti gli impianti con limiti di energia, il minimo tra la capacità offerta in vendita sul medesimo mercato (valore al più pari alla potenza massima erogabile e, quindi, al netto della riserva primaria) e un quarto della massima energia producibile dall'impianto nel corso della giornata di riferimento (un dodicesimo per gli impianti idroelettrici diversi dall'idroelettrico fluente).

A tal proposito, Terna ha definito la massima energia producibile giornaliera pari al prodotto tra il massimo valore degli stati di carica – comunicati per il giorno di flusso di riferimento e aggiornati da Terna a livello orario per tener conto delle sole movimentazioni effettuate sui mercati dell'energia ed aventi effetto sullo stato di carica dell'ora in esame – e l'energia massima che può essere immagazzinata nella medesima unità, comprensiva della semi-banda di regolazione primaria, così come dichiarati dall'operatore per il giorno di flusso in esame.

Con la delibera 3 agosto 2023, 376/2023/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente le proposte di modifica alla disciplina del Mercato della capacità e alle disposizioni tecniche di funzionamento, a condizione che Terna ne aggiornasse il testo per considerare le modifiche apportate alla delibera 99/2023/R/eel con la delibera 316/2023/R/eel, volte a consentire, anche con riferimento agli impianti di produzione e/o di accumulo che entreranno in operatività dopo il 17 marzo 2024 ed entro il 31 dicembre 2024, di effettuare l'adeguamento ad alcune funzionalità indicate dalla delibera 99/2023/R/eel successivamente all'entrata in esercizio e nel corso della durata dell'*Interim Operational Notification*.

Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

In esito alla consultazione di cui al documento 2 agosto 2022, 393/2022/R/eel, l'Autorità, con la delibera 6 giugno 2023, 247/2023/R/eel, ha definito i criteri e le condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, di cui all'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210. In sintesi, il richiamato documento per la consultazione ha delineato un sistema i cui aspetti principali sono di seguito descritti:

- Terna approvvigiona capacità di stoccaggio elettrico tramite procedure concorsuali e stipula con gli assegnatari contratti standard tali da tenere conto delle caratteristiche tecniche di ciascuna tecnologia;
- Terna svolge aste separate per tecnologie che differiscono significativamente tra loro per uno o più parametri caratterizzanti;
- a fronte del premio definito in esito alle procedure concorsuali, la capacità di stoccaggio contrattualizzata viene resa disponibile agli operatori di mercato, per essere utilizzata sui mercati dell'energia, e a Terna, per essere utilizzata sul mercato per il servizio del dispacciamento;
- ai fini dell'utilizzo sui mercati dell'energia, Terna emette i prodotti di *time shifting*, costruiti sfruttando, su base zonale, il *pool* delle risorse contrattualizzate;
- i prodotti di *time shifting* sono venduti su una piattaforma gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME) con aste competitive, e i proventi sono destinati alla riduzione dell'onere del meccanismo;
- a valle dell'esercizio dei prodotti di *time shifting* da parte degli operatori di mercato, Terna ripartisce i programmi definiti in esito ai mercati dell'energia su ciascuna risorsa di accumulo, attraverso un algoritmo dedicato;
- la capacità di stoccaggio contrattualizzata è resa disponibile sul mercato per il servizio di dispacciamento a prezzi amministrati ed è esclusa la possibilità che i margini siano trattenuti dall'utente del dispacciamento associato a ciascuna risorsa di accumulo contrattualizzata, che è il responsabile degli sbilanciamenti della risorsa medesima.

Per una più dettagliata descrizione delle disposizioni dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021 e degli orientamenti espressi dall'Autorità con il documento per la consultazione 393/2022/R/eel, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, della *Relazione Annuale* sull'attività svolta nell'anno 2022.

La delibera 247/2023/R/eel ha confermato l'impostazione generale illustrata nel documento per la consultazione 393/2022/R/eel, apportando, tuttavia, alcuni cambiamenti, anche alla luce degli elementi emersi in sede consultiva. In particolare, con la delibera 247/2023/R/eel, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, che:

- in presenza di tecnologie di riferimento che si differenziano in modo significativo, Terna possa godere di maggiore flessibilità nella definizione dei contratti standard rispetto all'orientamento espresso in sede di consultazione, per tenere conto dei possibili esiti dello studio sulle tecnologie di riferimento e dell'evoluzione tecnologica;
- ove le tecnologie di riferimento si differenzino in modo significativo almeno rispetto a entrambi i parametri temporali (vita utile e tempo di realizzazione), Terna definisca contratti standard distinti rispondenti alle specifiche caratteristiche tecniche di ciascuna delle menzionate tecnologie e riservi la partecipazione alle relative procedure alle tecnologie di riferimento associate a ciascun contratto standard;
- nelle procedure concorsuali per l'approvvigionamento della capacità di stoccaggio elettrico da parte di Terna, la valorizzazione delle offerte selezionate sia basata sul meccanismo dell'asta discriminatoria (c.d. *pay as bid*),

in modo tale da tenere in considerazione la potenziale disomogeneità dei progetti che saranno presentati dai partecipanti alle procedure concorsuali;

- Terna, in una prima fase di applicazione della misura, possa adottare un meccanismo di selezione delle offerte ad aree isolate, definendo i fabbisogni associati alle diverse aree con un processo di ottimizzazione che preveda il pieno utilizzo dei limiti di transito tra le stesse;
- per evitare distorsioni del segnale di prezzo sul mercato per il servizio di dispacciamento e agevolare una gestione efficiente della capacità contrattualizzata, limitando al contempo fenomeni di sovra-remunerazione della capacità medesima, gli utenti del dispacciamento titolari della capacità di stoccaggio contrattualizzata possano presentare liberamente offerte sul mercato per il servizio di dispacciamento all'interno di un collare di prezzo, caratterizzato da un prezzo massimo a salire e un prezzo minimo a scendere definiti da Terna nell'ambito della disciplina, e trattenere una parte dei margini di contribuzione ottenuti sul medesimo mercato (incluse le piattaforme europee di negoziazione di risorse di dispacciamento);
- Terna abbia la facoltà – in luogo dell'obbligo – di costituire un fondo di garanzia mutualistico nell'ambito del sistema di garanzie;
- secondo le proposte formulate da Terna, le penali siano definite almeno in funzione del premio massimo applicato alla specifica tecnologia di riferimento cui attiene l'inadempimento, invece che in base al premio annuo effettivamente ricevuto dalla capacità contrattualizzata, con l'obiettivo di contrastare condotte opportunistiche;
- Terna possa definire soglie di violazione degli obblighi contrattuali oltre le quali si configuri l'inadempimento definitivo e il cui superamento implichi la risoluzione contrattuale;
- in relazione ai contratti standard per la capacità contrattualizzata caratterizzata da vita utile superiore al periodo di consegna, Terna, nell'ambito della disciplina, possa stabilire che, con congruo anticipo rispetto alla scadenza del contratto, sia possibile proporre alla controparte contrattuale l'estensione del periodo di applicazione degli obblighi contrattuali e la revisione del premio in funzione del grado di ammortamento e delle esigenze di manutenzione straordinaria dell'impianto, al fine di garantire al sistema, previo accordo fra le parti, di continuare a usufruire della risorsa approvvigionata;
- l'eventuale partecipazione della capacità esistente di stoccaggio elettrico alla fornitura di prodotti di *time shifting* e la definizione dei criteri per lo sviluppo diretto da parte di Terna della capacità di stoccaggio elettrico siano rinviati a valle di ulteriori approfondimenti;
- il corrispettivo a copertura dell'onere netto derivante dal sistema di approvvigionamento a termine della capacità di stoccaggio elettrico sia applicato agli utenti del dispacciamento in prelievo in funzione dell'energia elettrica prelevata, in coerenza con le attuali modalità di applicazione dei corrispettivi di dispacciamento;
- la regolazione sul Mercato della capacità sia integrata, al fine di garantire che il fabbisogno di adeguatezza da approvvigionare per il tramite del citato Mercato o la relativa offerta di capacità scontino il contributo fornito dalle risorse di stoccaggio contrattualizzate mediante il sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, di cui all'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021.

Le disposizioni della delibera 247/2023/R/eel sono divenute efficaci nei confronti di Terna e del GME dalla data di pubblicazione della delibera medesima, ai fini dello svolgimento delle attività precedenti all'attuazione della misura, la quale, ai sensi dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021, è stata subordinata all'approvazione della Commissione europea.

Con il decreto legge 13 giugno 2023, n. 69, come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103, sono state abrogate le norme dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021 secondo cui, ove, a seguito dello svolgimento delle

procedure concorsuali per l'approvvigionamento di risorse di stoccaggio elettrico da parte di Terna, non fosse stato aggiudicato in tutto o in parte il fabbisogno di capacità di stoccaggio, Terna avrebbe sottoposto all'approvazione del Ministro un piano di realizzazione diretta dei sistemi di accumulo mancanti, previo parere favorevole dell'Autorità.

Sulla base dei criteri definiti dall'Autorità, Terna ha elaborato lo studio sulle tecnologie di riferimento, ponendolo in consultazione nel mese di agosto 2023, mentre, nel mese di ottobre 2023, ha avviato la consultazione in relazione alla disciplina del meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico.

Parallelamente alle attività nazionali per l'avvio del meccanismo, nel corso del 2023 si sono intensificate le interlocuzioni tra lo Stato italiano e la Commissione europea, con l'obiettivo di consentire a quest'ultima di completare il processo di verifica della compatibilità del meccanismo di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico con la normativa comunitaria sugli aiuti di Stato. In particolare, dopo un articolato processo di pre-notifica, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel corso del mese di novembre 2023, ha notificato la misura alla Commissione europea e, lo scorso 21 dicembre, il meccanismo è stato dichiarato compatibile con il mercato interno, in considerazione anche del contributo che sarà in grado di assicurare al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, consentendo l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico italiano.

Emergenza gas – Programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale

Nel 2023 è proseguito il programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale, al fine di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico. Con l'atto di indirizzo 1° settembre 2022, adottato ai sensi dell'art. 5-*bis* del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, il Ministro aveva tra l'altro richiesto a Terna di predisporre e avviare il programma di massimizzazione, includendo anche gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, e all'Autorità di stabilire le modalità di partecipazione al mercato degli impianti interessati e il relativo regime di remunerazione. Per gli impianti rilevanti, l'Autorità ha dato seguito al combinato disposto dell'art. 5-*bis* del DL n. 14/2022 e dell'atto di indirizzo 1° settembre 2022 con la delibera 13 settembre 2022, 430/2022/R/eel. Per maggiori dettagli sugli atti normativi su cui è stato fondato l'avvio del programma di massimizzazione, si rinvia al Capitolo 2, Volume 2, della *Relazione Annuale* sull'attività svolta nell'anno 2022.

In occasione della pubblicazione della prima versione dell'elenco degli impianti interessati, Terna ha indicato il giorno 19 settembre 2022 come data di decorrenza dell'applicazione del programma di massimizzazione. Dopo l'adozione dell'atto di indirizzo 31 marzo 2023 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, che ha fatto seguito all'atto di indirizzo 1° settembre 2022, Terna, in data 1° aprile 2023, ha reso pubblicamente noti i punti salienti dell'atto di indirizzo 31 marzo 2023, che ha previsto, tra l'altro, di continuare il programma sino al 30 settembre 2023.

Nel mese di aprile 2023, inoltre, l'art. 5-*bis* del DL n. 14/2022 è stato modificato in sede di conversione del decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, stabilendo la possibilità di includere nel programma di massimizzazione anche

gli impianti alimentati da biomasse solide. Nel corso del mese di maggio 2023, in sede di aggiornamento del programma di massimizzazione, Terna ha inserito nell'elenco degli impianti di produzione interessati anche gli impianti alimentati da biomasse solide.

Con le delibere 13 giugno 2023, 258/2023/R/eel, 20 giugno 2023, 273/2023/R/eel, 27 giugno 2023, 289/2023/R/eel, 28 giugno 2023, 300/2023/R/eel, e 18 luglio 2023, 318/2023/R/eel, l'Autorità si è espressa in merito alle istanze formulate da alcuni utenti del dispacciamento, ai sensi della delibera 430/2022/R/eel, per la modifica di parametri tecnico-economici per la determinazione del costo variabile riconosciuto relativo alle unità di produzione degli impianti Acerra, Biogen Chivasso, Brindisi Sud, Dister Cogenerazione, Fusina, Guarcino, Monfalcone, Powerflor, Sant'Andrea Energia Pulita, Sfir Raffineria di Brindisi, Termoelettrica Tecnoparco Valbasento, Torrevaldaliga Nord e Unigrà Conselice.

Con la delibera 3 agosto 2023, 374/2023/R/eel, l'Autorità ha:

- approvato, con efficacia limitata all'anno 2023, le proposte presentate da Terna in merito agli standard della categoria degli impianti alimentati da biomasse solide, ivi incluso quello relativo al potere calorifico inferiore;
- accolto le proposte sui parametri tecnico-economici per il calcolo del costo variabile riconosciuto che, in relazione a ciascuna delle unità di produzione degli impianti alimentati da biomasse solide, Terna aveva presentato ai sensi della delibera 430/2022/R/eel, ivi incluse quelle attinenti al potere calorifico inferiore delle biomasse solide;
- previsto che i valori dei suddetti parametri avessero efficacia:
 - ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la determinazione dei corrispettivi, per il periodo di applicazione del programma di massimizzazione allo specifico impianto considerato e, comunque, non oltre il giorno 31 dicembre 2023;
 - per il calcolo del costo variabile riconosciuto rilevante per la formulazione delle offerte, dal terzo giorno – successivo alla data di pubblicazione della delibera 374/2023/R/eel – per il quale fosse ancora possibile presentare offerte sul mercato del giorno prima e sino al termine del periodo di applicazione del programma di massimizzazione allo specifico impianto considerato e, comunque, non oltre la fine dell'anno 2023.

Il programma di massimizzazione ex art. 5-*bis* del DL n. 14/2022 si è concluso lo scorso 30 settembre.

Definizione della remunerazione degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti all'obbligo di massimizzazione della produzione

L'art. 5-*bis*, comma 1, del DL n. 14/2022 ha previsto che, al fine di fronteggiare l'eccezionale instabilità del sistema nazionale del gas naturale derivante dalla guerra in Ucraina e di consentire il riempimento degli stoccaggi di gas naturale per l'anno termico 2022-2023, possano essere adottate le misure finalizzate all'aumento della disponibilità di gas naturale e alla riduzione programmata dei consumi di gas naturale previste dal Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale, a prescindere dalla dichiarazione del livello di emergenza, e che dette misure possano essere adottate mediante provvedimenti e atti di indirizzo del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica). In particolare, l'art. 5-*bis*, comma 4, del DL n. 14/2022 ha previsto, tra l'altro, che il programma di massimizzazione possa comprendere l'utilizzo degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da bioliquidi sostenibili, prevedendo, esclusivamente durante il periodo

emergenziale, anche l'alimentazione tramite combustibile convenzionale, in deroga alle disposizioni previste dall'art. 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, fermo restando quanto disposto in materia autorizzativa dal comma 3 del medesimo art. 5-*bis* del DL n. 14/2022.

Successivamente, la legge 21 aprile 2023, n. 41, ha modificato l'art. 5-*bis*, comma 4, del DL n. 14/2022 prevedendo che, ai fini della massimizzazione della produzione, possano essere utilizzati anche impianti di produzione alimentati da biomasse solide, escludendo che essi (a differenza degli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili) possano essere alimentati anche da combustibili convenzionali durante il periodo di massimizzazione della produzione.

Le disposizioni normative precedentemente descritte hanno, inoltre, assegnato all'Autorità il compito di definire i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi rispetto ai proventi derivanti dalla vendita di energia elettrica nel mercato elettrico, strettamente necessari per sostenere l'esercizio degli impianti di produzione nel periodo emergenziale ed effettivamente sostenuti.

Pertanto, l'Autorità, con la delibera 27 dicembre 2022, 725/2022/R/eel, ha, tra l'altro, avviato un procedimento per la quantificazione dei prezzi minimi garantiti che saranno oggetto di applicazione durante il periodo di massimizzazione della produzione, nonché per la definizione delle relative modalità e tempistiche di erogazione (ivi inclusi acconti e conguagli). Nel corso del procedimento, l'Autorità si è avvalsa di RSE al fine di approfondire la struttura e l'entità dei costi di produzione degli impianti di produzione interessati, con particolare riferimento ai costi di acquisto del combustibile e ai costi di natura operativa, anche tenendo conto dei dati e delle informazioni rese disponibili dalle associazioni dei produttori.

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 725/2022/R/eel, l'Autorità, con la delibera 16 maggio 2023, 209/2023/R/eel (come integrata e modificata successivamente con la delibera 19 dicembre 2023, 601/2023/R/eel), e con la delibera 12 marzo 2024, 75/2024/R/eel, e sulla base degli studi effettuati da RSE, ha definito le "Modalità di remunerazione, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti, degli impianti non rilevanti di produzione di energia elettrica soggetti alla massimizzazione della produzione ai sensi dell'art. 5-*bis* del DL n. 14/2022", riportate nell'allegato A alla medesima delibera 209/2023/R/eel.

L'Autorità, con l'allegato A alla delibera 209/2023/R/eel e definendo la remunerazione degli impianti non rilevanti alimentati da bioliquidi e da biomasse, ha:

- definito i prezzi minimi garantiti a copertura dei costi medi di acquisto del combustibile e dei costi di natura operativa per la produzione di energia elettrica. Essi non sono numeri predefiniti e statici, ma sono aggiornati periodicamente tenendo conto:
 - dei riferimenti disponibili di prezzo dei combustibili, come evidenziati da RSE;
 - dei riferimenti disponibili di prezzo del gasolio utilizzato per il trasporto dei combustibili, sulla base delle ipotesi valutate da RSE;
- esplicitato i parametri che saranno oggetto di aggiornamento, per esempio su base annuale, per effetto del tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con particolare riferimento al costo orario del personale coinvolto nelle attività di manutenzione, nel trasporto dei combustibili e nell'esercizio degli impianti di produzione;

- definito le modalità per quantificare, per un intero periodo di massimizzazione della produzione, i ricavi minimi garantiti per i produttori (prodotto tra la produzione netta di energia elettrica e i prezzi minimi garantiti) e i ricavi convenzionali corrispondenti al valore dell'energia elettrica venduta o consumata in sito. Tale quantificazione è effettuata dal GSE;
- previsto che il GSE eroghi ai produttori che gestiscono impianti di produzione non rilevanti obbligati alla massimizzazione della produzione la differenza, se positiva, tra i ricavi minimi garantiti e i ricavi convenzionali; tale erogazione avviene a conguaglio al termine di ciascun periodo di massimizzazione, fatta salva la possibilità per il GSE di prevedere forme di acconto;
- previsto gli obblighi informativi, in capo ai produttori e ai gestori di rete, affinché il GSE disponga di tutti i dati necessari allo scopo.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi ex artt. 64 e 65 della delibera 111/06

Corrispettivi di reintegro

La delibera 111/06 prevede che, con cadenza annuale, sia determinato il corrispettivo a reintegrazione dei costi in relazione a ciascun impianto essenziale ammesso al regime di reintegrazione. Il menzionato corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto e i ricavi allo stesso riconducibili, con riferimento al periodo rispetto al quale l'impianto è inserito nell'elenco degli impianti essenziali. Secondo quanto disposto dalla predetta delibera, l'utente del dispacciamento riceve da Terna il corrispettivo nel caso in cui assuma un valore positivo, mentre lo paga a Terna se negativo.

Nell'anno 2023, l'Autorità ha definito l'importo del corrispettivo di reintegrazione in relazione agli impianti:

- Rosen 132 kV (delibera 6 giugno 2023, 248/2023/R/eel) di Solvay Chimica Italia con riferimento al periodo di applicazione del regime di reintegrazione all'impianto nell'anno 2017 (15 maggio 2017-31 dicembre 2017);
- Fiumesanto (delibera 21 febbraio 2023, 57/2023/R/eel) di EP Produzione, Montemartini (delibera 21 febbraio 2023, 58/2023/R/eel) di Acea Energia e Biopower Sardegna (delibera 23 maggio 2023, 224/2023/R/eel) di Alperia Trading in relazione all'anno 2018;
- Centrale di Modugno (delibera 25 luglio 2023, 332/2023/R/eel) di Sorgenia per il periodo di applicazione del regime di reintegrazione all'impianto nell'anno 2019 (15 luglio 2019-31 dicembre 2019);
- San Filippo del Mela 220 kV (delibera 26 settembre 2023, 417/2023/R/eel) di A2A Energiefuture, Brindisi Sud (delibera 10 ottobre 2023, 446/2023/R/eel), Sulcis (delibera 17 ottobre 2023, 470/2023/R/eel), Porto Empedocle (delibera 31 ottobre 2023, 495/2023/R/eel) e Assemini (delibera 7 novembre 2023, 504/2023/R/eel) di Enel Produzione, con riferimento all'intero anno 2019.

L'Autorità ha stabilito l'importo del corrispettivo tenendo conto delle relazioni di Terna in merito agli esiti delle verifiche sulla conformità del margine di contribuzione riportato nelle istanze di reintegrazione alla disciplina sull'essenzialità. In particolare, per quanto riguarda la reintegrazione dell'impianto Brindisi Sud, in coerenza con le disposizioni della delibera 9 febbraio 2021, 43/2021/R/eel, è stato ricompreso nel margine di contribuzione l'importo corretto dei ricavi figurativi relativi all'*Emission Trading Settlement* ex commi 65.5 e 65.6 della delibera 111/06, in luogo del valore che Enel Produzione aveva calcolato utilizzando una metodologia diversa da quella prevista dalla disciplina sull'essenzialità.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Al fine di limitare l'esposizione finanziaria degli utenti del dispacciamento titolari di impianti ammessi al regime di reintegrazione, derivante dalla differenza positiva tra la parte dei costi che ha determinato un flusso di cassa negativo e i ricavi già percepiti, l'Autorità ha disposto l'erogazione di un acconto del corrispettivo:

- per l'anno 2020, in relazione all'impianto Biopower Sardegna (delibera 28 marzo 2023, 128/2023/R/eel) di Alperia Trading;
- per l'anno 2021, rispetto agli impianti Montemartini (delibera 4 maggio 2023, 184/2023/R/eel) di Acea Energia, Biopower Sardegna (delibera 4 aprile 2023, 141/2023/R/eel) di Alperia Trading e Centrale elettrica di Capri (delibera 7 febbraio 2023, 43/2023/R/eel) di SIPPIC;
- per l'anno 2022, relativamente agli impianti Biopower Sardegna (delibera 11 aprile 2023, 157/2023/R/eel) di Alperia Trading, Assemini (delibere 11 aprile 2023, 158/2023/R/eel, e 28 novembre 2023, 551/2023/R/eel), Porto Empedocle (delibera 21 novembre 2023, 531/2023/R/eel) e Portoferraio (delibera 28 novembre 2023, 552/2023/R/eel) di Enel Produzione e Centrale elettrica di Capri (delibera 21 febbraio 2023, 59/2023/R/eel) di SIPPIC;
- per l'anno 2023, con riferimento agli impianti Sarlux (delibera 5 dicembre 2023, 570/2023/R/eel) di Axpo Italia, Assemini (delibera 5 dicembre 2023, 569/2023/R/eel), Porto Empedocle (delibera 28 novembre 2023, 554/2023/R/eel) e Sulcis (delibera 28 novembre 2023, 548/2023/R/eel) di Enel Produzione e Fiumesanto (delibera 12 dicembre 2023, 586/2023/R/eel) di EP Produzione.

Inoltre, nei casi in cui i ricavi riconducibili a un dato impianto sono risultati superiori ai costi di produzione allo stesso riconosciuti, per consentire a Terna di acquisire risorse utili a compensare, almeno parzialmente, le partite di segno negativo connesse all'applicazione del regime di reintegrazione agli impianti essenziali, l'Autorità ha disposto il versamento di acconti del corrispettivo dall'utente del dispacciamento a Terna:

- per gli anni 2018 e 2019, in relazione all'impianto Biopower Sardegna di Alperia Trading, rispettivamente con le delibere 14 marzo 2023, 97/2023/R/eel, e 21 marzo 2023, 112/2023/R/eel;
- per l'anno 2022, rispetto agli impianti Sarlux (delibera 28 novembre 2023, 553/2023/R/eel) di Axpo Italia, Sulcis (delibera 21 novembre 2023, 530/2023/R/eel) di Enel Produzione e Fiumesanto (delibera 5 dicembre 2023, 571/2023/R/eel) di EP Produzione.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Con la delibera 23 maggio 2023, 222/2023/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi avanzata da SIPPIC per l'impianto essenziale Centrale elettrica di Capri con riferimento all'anno 2023, anche in considerazione dell'impegno dell'operatore a limitare volontariamente i costi fissi rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione a un importo non superiore al minore tra il valore indicato nell'istanza di ammissione e l'importo complessivo dei costi fissi definiti secondo i criteri della delibera 111/06.

L'Autorità ha altresì ammesso al regime di reintegrazione dei costi ex delibera 111/06, per l'anno 2024, gli impianti essenziali San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energiefuture (delibera 7 novembre 2023, 502/2023/R/eel), Assemini e Sulcis di Enel Produzione (delibera 28 dicembre 2023, 624/2023/R/eel) e Sarlux di Axpo Italia (delibera 28 dicembre 2023, 628/2023/R/eel).

Per quanto attiene all'impianto San Filippo del Mela 220 kV, su istanza dell'utente del dispacciamento interessato, in sede di ammissione al regime di reintegrazione è stato disposto che, ai fini della quantificazione dei costi fissi di capitale, venga applicato un ammortamento accelerato a ciascun cespite che, contestualmente, sia rilevante per la determinazione del corrispettivo di reintegrazione e sia incluso nel novero degli interventi necessari per il prolungamento della vita utile dell'impianto e per il miglioramento della relativa disponibilità.

Inoltre, con la delibera 28 dicembre 2023, 629/2023/R/eel, l'Autorità, ritenendo necessario acquisire ulteriori documenti e informazioni, ha rinviato a successivo provvedimento le proprie determinazioni sull'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dell'impianto Biopower Sardegna, formulata da Alperia Trading per l'anno 2024.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

Per ciascuna unità di produzione degli impianti di produzione soggetti al regime ordinario, Terna riconosce al relativo utente del dispacciamento un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo variabile dell'unità e il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica venduta nel mercato del giorno prima, esclusivamente nelle ore in cui e per le quantità per cui l'unità è essenziale. Nel caso degli impianti soggetti al regime di reintegrazione, invece, il corrispettivo è pari alla differenza tra i costi di produzione dell'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti. Quest'ultimo corrispettivo, se positivo, viene erogato da Terna all'utente interessato, mentre è pagato a Terna se negativo.

In relazione all'impianto Biopower Sardegna, l'Autorità, con la delibera 4 maggio 2023, 185/2023/R/eel, ha approvato, limitatamente all'anno 2021, un'istanza di Alperia Trading per la modifica del consumo specifico del combustibile utilizzato nell'impianto. Con la medesima delibera l'Autorità ha invece rigettato la richiesta del citato utente volta a tenere conto, a partire dall'anno 2018, dell'utilizzo nel processo produttivo di un combustibile aggiuntivo nel calcolo del costo variabile riconosciuto dell'unità di produzione dell'impianto.

I parametri del costo variabile riconosciuto dell'unità di produzione appena menzionata sono stati altresì oggetto delle delibere 13 giugno 2023, 257/2023/R/eel, e 20 giugno 2023, 271/2023/R/eel, con le quali l'Autorità si è espressa, tra l'altro, in merito a ulteriori richieste formulate da Alperia Trading per gli anni 2022 e 2023.

Per quanto concerne le unità di produzione dell'impianto San Filippo del Mela, l'Autorità, con la delibera 23 maggio 2023, 223/2023/R/eel, ha accolto le istanze di A2A Energiefuture in relazione:

- al consumo specifico del combustibile oggetto della delibera 18 ottobre 2021, 434/2021/R/eel, per il periodo dal 18 agosto 2021 al 31 dicembre 2022;
- ai parametri tecnici tipici dell'impianto, per l'anno 2022, così da tenere conto delle sue peculiarità.

Con la delibera 257/2023/R/eel, in relazione all'impianto Fiumesanto, l'Autorità ha:

- approvato le richieste avanzate da EP Produzione per l'anno 2023, in merito alla valorizzazione della logistica nazionale del principale combustibile dell'impianto, alla determinazione del costo connesso con uno dei suoi combustibili secondari e alle componenti a copertura degli oneri per la manutenzione variabile e l'acquisto di energia elettrica;
- rigettato le istanze su altri parametri rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità di produzione dell'impianto, per gli anni 2022 e 2023.

In seguito alla riformulazione delle istanze da parte di EP Produzione, l'Autorità, con la delibera 19 settembre 2023, 404/2023/R/eel, ha, tra l'altro, accolto le richieste dell'utente sui criteri di valorizzazione del principale combustibile dell'impianto e sulla componente smaltimento, per parte dell'anno 2022 e per l'intero anno 2023.

L'Autorità ha assunto determinazioni anche in relazione a componenti del costo variabile riconosciuto, per l'anno 2023, delle unità di produzione degli impianti essenziali Montemartini di Acea Energia (delibera 271/2023/R/eel), Sarlux di Axpo Italia (delibera 3 agosto 2023, 373/2023/R/eel) e Sulcis di Enel Produzione (delibera 28 giugno 2023, 299/2023/R/eel).

Il quadro regolatorio generale per l'anno 2024, relativamente al regime ordinario e al regime di reintegrazione, è stato definito con le delibere 24 ottobre 2023, 481/2023/R/eel, e 5 dicembre 2023, 568/2023/R/eel.

Nello specifico, con la delibera 481/2023/R/eel:

- sono state approvate le proposte di Terna in merito agli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche, ivi inclusi gli standard relativi alle categorie cui sono riconducibili le unità di produzione degli impianti alimentati a oli vegetali grezzi e a biomasse solide;
- è stata disposta l'approvazione delle percentuali standard proposte da Terna per la valorizzazione degli sbilanciamenti ai fini della determinazione del costo variabile riconosciuto;
- è stato fissato il tasso di remunerazione del capitale rilevante per l'applicazione del regime di reintegrazione nell'anno 2024, secondo la metodologia di cui al comma 65.18 della delibera 111/06;
- è stato indicato il prodotto di riferimento per la valorizzazione degli oli vegetali grezzi e degli altri bioliquidi.

Successivamente, con la delibera 568/2023/R/eel, l'Autorità ha:

- accolto le proposte presentate da Terna, sugli standard per la valorizzazione di alcune componenti del costo variabile riconosciuto e sui parametri tecnici tipici di ciascuna delle unità di produzione degli impianti riportati nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2024 (San Filippo del Mela 220 kV di A2A Energifuture, Montemartini di Acea Energia, Biopower Sardegna di Alperia Trading, Porcari e Sarlux di Axpo Italia, Assemini, Porto Empedocle e Sulcis di Enel Produzione, Rosen 132 kV di Solvay Chimica Italia, Fumesanto di EP Produzione e Iges di Ital Green Energy);
- apportato alcuni cambiamenti alla disciplina dei regimi tipici, modificando, tra l'altro, il termine per l'attivazione del silenzio-assenso dell'Autorità in caso di richiesta di ammissione di un impianto essenziale al regime di reintegrazione, in modo tale da consentire all'Autorità stessa, qualora lo ritenga, di adottare il proprio provvedimento espresso sino al giorno precedente all'inizio del periodo cui si riferisce la richiesta.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, disciplinato dall'art. 65-bis della delibera 111/06, è caratterizzato da una configurazione semplificata di diritti e obblighi per l'utente del dispacciamento rispetto agli altri regimi di essenzialità di cui alla medesima delibera, e dalla stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale.

Sulla base delle informazioni fornite da Terna, l'Autorità ha definito i valori dei parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo alla capacità essenziale per l'anno 2024 nella disponibilità di A2A Energiefuture, CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia (delibera 481/2023/R/eel).

Successivamente, con la delibera 28 novembre 2023, 550/2023/R/eel, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla delibera 481/2023/R/eel, con riferimento alla capacità essenziale di Enel Produzione, in considerazione della scelta del citato utente del dispacciamento di aderire al regime alternativo per quantità parziali.

Infine, date le adesioni al regime alternativo espresse dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Energie, Enel Produzione, EP Produzione e Iren Energia), l'Autorità ha approvato gli schemi contrattuali per l'anno 2024 con la delibera 19 dicembre 2023, 603/2023/R/eel.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, ha adottato il Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento (TIMM) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio dei mercati elettrici.

Il TIMM, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici (GME) e il TSO (Terna) inviino annualmente per approvazione all'Autorità il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente nonché il preventivo dei costi attesi per l'anno successivo.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 4 maggio 2023, 182/2023/R/com, sono stati approvati, tra l'altro, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel 2022 per l'attività di monitoraggio del mercato elettrico mentre, con la delibera 21 novembre 2023, 529/2022/R/com, sono stati approvati i costi a preventivo per l'anno 2024.

Con la delibera 19 dicembre 2023, 606/2023/R/eel, sono stati approvati sia i costi a consuntivo sostenuti da Terna nel 2022 per l'attività di monitoraggio del mercato per il servizio di dispacciamento sia i costi a preventivo in relazione all'attività prevista per l'anno 2024.

Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023 (TIQE), con la delibera 24 ottobre 2023, 485/2023/R/eel, si è chiuso il procedimento per la determinazione, per l'anno 2022, dei premi e delle penalità relativi alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

In materia di regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso sono stati erogati 10,2 milioni di euro di premi, così ripartiti:

- premi netti pari a 7,4 milioni di euro per la durata delle interruzioni senza preavviso lunghe (ossia con durata superiore a 3 minuti), come saldo fra 15,4 milioni di euro di premi e 8,0 milioni di euro di penalità;
- premi netti pari a 2,8 milioni di euro per il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (ossia con durata compresa tra 1 secondo e 3 minuti), come saldo fra 31,8 milioni di euro di premi e 29,0 milioni di euro di penalità.

Con riferimento ai dati di continuità del servizio elettrico del 2022, l'Autorità ha pubblicato l'undicesima graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato confermato l'utilizzo di un Indice sintetico di durata e numero delle interruzioni (introdotto a partire dalla decima graduatoria) che attribuisce il medesimo peso alla durata e al numero delle interruzioni e ha valore pari a 10 come media nazionale: un valore inferiore a 10 indica una prestazione migliore della media nazionale, mentre un valore superiore a 10 una prestazione peggiore; oltre a tale indice sono stati pubblicati la durata annua media di interruzioni, per quanto riguarda le interruzioni senza preavviso lunghe, e il numero medio delle interruzioni, per quanto riguarda le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi.

Incentivo alla riduzione della durata delle interruzioni programmate

Con la delibera 28 febbraio 2023, 71/2023/R/eel, sono state assegnate penalità a e-distribuzione, pari a 8,6 milioni di euro, relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2021.

Con la medesima delibera è stata parzialmente accolta l'istanza di e-distribuzione in relazione al calcolo dell'indicatore di durata delle interruzioni con preavviso, per i 35 ambiti territoriali ammessi al meccanismo incentivante sperimentale, adottando – per gli anni 2022 e 2023 – modalità di scorporo forfetario della durata di interruzione con preavviso per gli interventi associati alle cause "sviluppo rete di distribuzione" e "gestione richieste dell'utenza" che eccedono il livello di riferimento dei medesimi interventi dell'anno 2019.

Con la delibera 24 ottobre 2023, 485/2023/R/eel, sono state assegnate penalità a e-distribuzione pari a 6,1 milioni di euro, relative alla regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per l'anno 2022.

Incentivo al rifacimento delle colonne montanti

Come disposto dalla delibera 23 dicembre 2019, 566/2019/R/eel, in ordine al previsto censimento delle colonne montanti vetuste effettuato tramite ispezioni in loco, con la delibera 27 giugno 2023, 283/2023/R/eel, l'Autorità ha determinato l'importo da riconoscere alle imprese distributrici che hanno effettuato ispezioni in loco presso condomini con colonne montanti vetuste. Gli importi sono stati riconosciuti a 13 imprese distributrici per un ammontare complessivo di circa 1 milione di euro.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del TIQE, con la delibera 28 febbraio 2023, 69/2023/R/eel, sono stati determinati gli interventi eleggibili a premio e/o penalità mirati ad incrementare la resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica (in termini di maggiore tenuta alle sollecitazioni causate dai fattori critici di rischio, con particolare riferimento alla formazione del manicotto di ghiaccio per neve o vento, alle ondate di calore, agli allagamenti ed alla caduta piante per eccessivo carico nevoso).

La seguente tavola riporta il quadro di sintesi, per fattore critico di rischio, in relazione agli interventi ammessi al meccanismo incentivante con la suddetta delibera.

TAV. 3.1 *Interventi ammessi al meccanismo incentivante ai sensi della delibera 28 febbraio 2023, 69/2023/R/eel*

FATTORE CRITICO DI RISCHIO	N. INTERVENTI	COSTO ATTESO INTERVENTI (M€)
Allagamento	1	0,1
Caduta piante	107	28,0
Manicotto ghiaccio o neve	73	21,4
Ondata di calore	72	10,5
TOTALE	253	59,9

Fonte: ARERA.

In attuazione del TIQE, inoltre, con la delibera 26 settembre 2023, 422/2023/R/eel, sono stati determinati i premi e le penalità per undici imprese distributrici, con un saldo premiale netto complessivamente pari a 13,6 milioni di euro, relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2022 e precedentemente approvati dall'Autorità.

Con la delibera 28 giugno 2023, 296/2023/R/eel, in materia di ammissione degli interventi per l'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, è stato previsto che:

- le scadenze del 30 giugno 2023 e del 30 giugno 2024 per la pubblicazione delle sezioni resilienza e per l'invio all'Autorità delle informazioni relative a nuovi interventi per l'incremento della resilienza siano sostituite da un'unica scadenza al 31 gennaio 2024 (successivamente aggiornata al 28 febbraio 2024), fermi restando i termini del 30 giugno 2023 e del 30 giugno 2024 per la consuntivazione dell'avanzamento degli interventi già ammessi al meccanismo incentivante;
- le scadenze del 30 novembre 2023 e del 30 novembre 2024 per la pubblicazione da parte dell'Autorità dell'elenco degli interventi di incremento della resilienza siano sostituite da un'unica scadenza cinque mesi dopo l'invio delle informazioni.

Con la delibera 27 dicembre 2023, 614/2023/R/eel, sono state aggiornate le disposizioni in materia di regolazione incentivante l'incremento della resilienza delle reti elettriche di distribuzione, per il periodo 2019-2024, previste dal TIQE, ed in particolare:

- è stato previsto che entro il 28 febbraio 2024 le imprese distributrici possano presentare istanza di esclusione di interventi in precedenza ammessi al meccanismo incentivante l'incremento della resilienza, nel caso gli interventi abbiano registrato al 31 dicembre 2022 un avanzamento di costi di investimento inferiore al 10% del

costo di investimento previsto e siano caratterizzati da un rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati inferiore a 1,5, fornendo le relative evidenze;

- è stato definito che, a partire dall'istanza di febbraio 2024, il meccanismo incentivante si applichi solo a imprese distributrici alla cui rete sono connessi almeno 100.000 clienti finali e gli interventi siano eleggibili a solo premio, con potenziale annullamento del medesimo in caso di significativo ritardo.

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In attuazione del Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023 (TIQ.TRA), con la delibera 28 novembre 2023, 555/2023/R/eel, l'Autorità ha disposto che Terna riceva un premio pari a 22,3 milioni di euro in relazione alla performance di continuità registrata nell'anno 2022. Il premio è stato determinato per effetto di un indicatore ENSR pari a 234 MWh, a fronte di un livello obiettivo per l'anno 2022 di 791 MWh.

Altre disposizioni di regolazione *output-based* e promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale

Con la delibera 20 giugno 2023, 269/2023/R/eel, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del TIQ.TRA riguardanti l'incentivazione di alcune attività propedeutiche alla regolazione *output-based*. In particolare, sono stati determinati premi per 2,9 milioni di euro per attività riguardanti l'elaborazione di documenti di descrizione degli scenari ai fini della predisposizione del Piano di sviluppo di trasmissione, la predisposizione di rapporti annuali sulla qualità e sugli altri *output* del servizio di trasmissione, la predisposizione del rapporto di identificazione delle capacità obiettivo.

Inoltre, l'Autorità ha introdotto con il TIQ.TRA un meccanismo incentivante la promozione dell'unificazione della rete di trasmissione nazionale: gli effetti di tale meccanismo incentivante, introdotto a seguito di disposizioni di legge volte a promuovere la completa unificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN), prima nel DPCM 11 maggio 2004 e poi nel decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sono terminati il 31 dicembre 2022.

Nel periodo di incentivazione 2020-2023, il meccanismo introdotto ha portato all'acquisizione di 5 porzioni RTN delle 6 potenzialmente oggetto di premialità (4 titolari RTN e 2 *merchant line* senza obbligo di cessione a Terna a fine esenzione). La seguente tavola riporta il quadro di sintesi delle acquisizioni e dei relativi premi.

TAV. 3.2 Acquisizione di porzioni della rete di trasmissione nazionale nel periodo 2020-2023 e relativi premi

MERCHANT LINE/TITOLARE RTN	DATA ACQUISIZIONE	PREMIO (IN %)	PREMIO (IN EURO)
Arvedi Trasmissione	31 maggio 2021	6%	570.613
Tirano (IT) – Campocologno (CH)	25 giugno 2021	6%	993.421
Megareti	28 dicembre 2021	4%	853.178
Mendrisio (CH) – Cagno (IT)	28 ottobre 2022	6%	563.991
Edyna Transmission	29 dicembre 2022	2%	256.840
TOTALE			3.238.043

Fonte: ARERA.

Rimane un titolare RTN diverso dalle società del gruppo Terna: si tratta di Brulli Trasmissione (ex Brulli Service), che ha acquisito a marzo 2022 la quota di maggioranza (67%) di A2A nella società SEASM (ex titolare RTN). Brulli Trasmissione è proprietaria della stazione elettrica di Voghera 380 kV (singola sbarra, con 3 stalli), entrata in esercizio nel 2004 a valle di una procedura di confronto concorrenziale.

Con la delibera 21 marzo 2023, 109/2023/R/eel, è stato determinato il premio di 256.840 euro in relazione all'acquisizione della porzione di rete di Edyna Transmission.

Incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto e promozione dell'efficienza dei costi di investimento

Il TIQ.TRA prevede un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori di capacità di trasporto obiettivo che sono stati determinati dall'Autorità con la delibera 26 ottobre 2021, 446/2021/R/eel, per ciascuna sezione tra zone di rete e per ciascun confine. Inoltre, la regolazione prevede un premio addizionale in caso di realizzazione della suddetta capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti dall'Autorità.

Nel 2023 l'Autorità ha determinato le partite economiche per Terna per aver reso disponibili i seguenti incrementi di capacità tra sezioni della rete durante il 2022:

- nazioni a Nord (aggregazione di Francia, Svizzera e Austria) – Italia: 277 MW;
- da Sud a Centro-Sud: 250 MW.

Nel dettaglio, gli interventi realizzati da Terna nel corso del 2022 che hanno consentito incrementi di capacità oggetto di richiesta di premialità, sono:

- gli interventi "*capital light*" che hanno interessato la frontiera Nord permettendo il conseguimento di un incremento dei limiti di transito pari a 277 MW (complessivo) sulle sezioni di mercato con Francia, Svizzera e Austria, oggetto di premialità, e di 23 MW sulla sezione di mercato con la Slovenia, per cui non si applica premialità;
- gli interventi "*capital light*" che hanno interessato la sezione Sud – Centro-Sud consentendo l'incremento dei limiti di transito di 100 MW da Sud a Centro-Sud;
- l'elettrodotto 380 kV Deliceto-Bisaccia che ha consentito di rendere strutturali e permanenti i 150 MW dalla zona Sud alla zona Centro-Sud dei 400 MW già rilasciati dal 1° gennaio 2021 con gli interventi "*capital light*" realizzati nel 2020.

Gli incrementi di capacità sono stati resi disponibili grazie a una serie di interventi a bassa intensità di capitale (c.d. "*capital light*"), basati su soluzioni tecnologiche innovative e sull'ottimizzazione di procedure operative di esercizio:

- potenziamento del Sistema di difesa, ottenuto attraverso l'asservimento di un maggior numero di unità di produzione da fonti rinnovabili alle logiche di telescatto, l'installazione di nuove unità periferiche di monitoraggio (UPDM) e/o l'adeguamento delle unità esistenti e il ricorso a nuove logiche per il controllo della stabilità;
- installazione di sistemi *Dynamic Thermal Rating* (DTR) su rete 380/220/150 kV per massimizzare l'utilizzo delle direttrici di trasporto principali, migliorando al contempo la stima in tempo reale della portata in corrente massima effettiva, nel rispetto dei vincoli di sicurezza;

- risoluzione mirata dei limiti di portata per quegli elementi di rete che fungono da "collo di bottiglia" nel transito dei flussi di energia o per i quali erano presenti interferenze con altre linee.

Con la delibera 17 ottobre 2023, 473/2023/R/eel, sono stati determinati:

- il premio pari a 23,7 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto aggiuntiva nel 2022;
- il premio pari a 12,8 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento.

Con la delibera 473/2023/R/eel è stato inoltre determinato il premio a Terna pari a 4,0 milioni di euro in relazione all'efficienza dei costi di investimento e con riferimento al meccanismo incentivante per il periodo 2016-2019 (in base al quale, con riferimento alle opere O-NPR1 e I-NPR1, è riconosciuto al gestore del sistema di trasmissione un premio pari al 20% della differenza tra il costo stimato e il costo consuntivato, nel caso in cui il costo consuntivato a valle dell'entrata in esercizio sia inferiore al costo stimato).

Aggiornamento della regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica a valere dal 1° gennaio 2024

Con il documento per la consultazione 17 ottobre 2023, 474/2023/R/eel (che si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la delibera dell'Autorità 18 aprile 2023, 166/2023/R/eel), l'Autorità ha presentato i propri orientamenti relativi ai criteri di regolazione *output-based* e agli obblighi di qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, e in particolare:

- all'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici;
- all'incentivazione della capacità di trasporto interzonale;
- all'incentivazione all'efficienza dei costi di investimento;
- all'incentivazione della qualità (continuità) del servizio.

Per quanto riguarda l'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici, l'Autorità ha indicato l'orientamento a confermare, nella sostanza, il meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi in conto capitale da parte del gestore del sistema di trasmissione per il 2020-2023, definendone nuove modalità applicative in un'ottica di semplificazione amministrativa, con l'erogazione dell'incentivo da parte di Cassa per i servizi energetici e ambientali a valere su un apposito fondo, a partire dai contributi percepiti nel 2024 e l'intenzione che dal 2024 i risultati dell'analisi costi-benefici vengano utilizzati per la definizione di livelli di premialità in misura pari al 5-13% del contributo.

Per quanto riguarda l'incentivazione della capacità di trasporto interzonale, è stata prevista l'estensione del meccanismo e, per un anno, dei parametri vigenti per determinare premi in relazione alla messa a disposizione di nuova capacità di trasporto tra le zone di rete.

Per quanto riguarda l'incentivazione all'efficienza dei costi di investimento, per il 2024 è stata prevista l'estensione del meccanismo vigente, ovvero la maggiorazione dei premi per la nuova capacità di trasporto in caso tale capacità sia realizzata con costi di investimento inferiori ai valori di riferimento definiti dall'Autorità. Per il 2025 è stata prospettata l'evoluzione di tale meccanismo con logica premi-penalità (asimmetrica, in cui il tetto alle penalità in caso di eccesso di spese di investimento è inferiore in valore assoluto rispetto al tetto ai premi in caso di risparmio). Dal 2026 è stata prevista l'attivazione del meccanismo di incentivazione dei costi di investimento,

già definito dal Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (TIROSS), e l'eliminazione del meccanismo precedente.

Infine, riguardo l'incentivazione della qualità del servizio, l'Autorità ha indicato l'estensione per un anno o per due anni del meccanismo vigente che premia (o penalizza) una migliore (o peggiore) continuità rispetto ai livelli obiettivo annuali, con aggiornamento dei relativi coefficienti di valorizzazione, in linea con il *Value of Lost Load* senza preavviso individuato dal recente studio effettuato da Terna su mandato dell'Autorità, disposto con la delibera 1° dicembre 2020, 507/2020/R/eel.

Con la delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel, l'Autorità ha introdotto alcune disposizioni transitorie, in vista della regolazione *output-based* da adottarsi a inizio 2024, in particolare riguardo:

- agli obblighi di registrazione delle interruzioni;
- agli obblighi in materia di registrazione ai fini della successiva liquidazione dei servizi di mitigazione;
- agli obblighi per Terna relativi alla regolazione della qualità della distribuzione dell'energia elettrica, eccetto le disposizioni in materia di versamento al Fondo per eventi eccezionali, rsilienza e altri progetti speciali;
- agli obblighi di registrazione delle indisponibilità.

Regolazioni *output-based* e della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, a valere dal 1° gennaio 2024

Con la delibera 18 aprile 2023, 165/2023/R/eel, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027, identificando nelle premesse di tale delibera gli obiettivi, gli orientamenti e le esigenze del procedimento, in sinergia con la regolazione per obiettivi di spesa e di servizio definita con delibera 163/2023/R/eel.

Con il documento per la consultazione 26 settembre 2023, 423/2023/R/eel, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti in materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027.

In esito al suddetto procedimento è stato adottato il provvedimento finale con la delibera 27 dicembre 2023, 617/2023/R/eel, contenente il Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027 (TIQD), allegato A, e il Testo integrato della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica valido dal 1° gennaio 2024 (TIQC), allegato B.

In relazione alla regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, sono introdotte nuove disposizioni fra cui:

- le migliorie finalizzate agli obblighi delle imprese distributrici in materia di pronto intervento, di monitoraggio dello stato della rete elettrica attraverso una pagina web dedicata, di disponibilità di funzioni in materia di continuità del servizio, inclusa in particolare l'opzione di attivare meccanismi di *alert* sulle interruzioni, dedicate individualmente a utenti registrati, di gestione delle emergenze, incluso l'obbligo di verifica periodica ed eventuale aggiornamento del piano di emergenza;

- il nuovo meccanismo di regolazione incentivante la continuità del servizio per la durata e il numero delle interruzioni senza preavviso che prevede la partecipazione alle sole imprese distributrici con più di 25.000 punti di prelievo, la definizione di obiettivi personalizzati e basati sulla *performance* storica di ciascun ambito territoriale, la suddivisione in due semiperiodi 2024-2025 (sulla base della *performance* storica 2020-2023) e 2026-2027 (sulla base della *performance* storica 2022-2025), l'aggiornamento dei parametri per la valorizzazione dei premi e delle penalità tramite l'utilizzo della metrica di utenti serviti in BT (anziché calcolare premi e penalità tramite l'energia distribuita, a vantaggio delle zone meno industrializzate con minore energia per utente);
- l'introduzione di premialità aggiuntive riferite agli ambiti meglio serviti in termini di continuità del servizio e la sospensione della penalità in caso di primo anno di occorrenza (di penalità) nell'arco del periodo di regolazione, con un superamento limitato del livello obiettivo;
- il trattamento degli ambiti in esperimenti regolatori per la continuità 2020-2023, mantenendo uno stimolo a proseguire l'esperimento regolatorio medesimo, confermando la validità su larga scala delle soluzioni tecnologiche adottate, con eventuali modifiche, per la futura regolazione;
- la definizione di uno standard omogeneo pari a 8 ore per la regolazione delle interruzioni prolungate per ogni grado di concentrazione e ogni tipologia di utenza, a partire dal 2024;
- l'incremento del 15% (rispetto ai valori previgenti) dei rimborsi automatici agli utenti che subiscono interruzioni prolungate;
- l'evoluzione dell'incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici, fissando la premialità pari al 10% dei contributi pubblici incassati e prevedendone il riconoscimento dalla CSEA anche al fine di rendere più tempestivo l'effetto premiante;
- l'introduzione di un meccanismo incentivante la realizzazione di dispositivi di compensazione delle immissioni di energia reattiva in aree critiche, che indirizzi le imprese distributrici a dare priorità a investimenti di compensazione in tal senso: il meccanismo prevede la restituzione di quanto versato dall'impresa distributtrice in termini di corrispettivi tariffari per le immissioni di energia reattiva nei 24 mesi precedenti l'entrata in servizio del dispositivo (per esempio, reattore) ed in relazione al gruppo di nodi (di area omogenea) la cui immissione viene compensata dal dispositivo stesso.

Inoltre, l'Autorità ha introdotto un nuovo meccanismo di incentivazione, applicabile alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, per benefici associati agli interventi di sviluppo: tale meccanismo riguarda, in prima applicazione, interventi con data di inizio realizzazione a partire dal 1° gennaio 2024 (su istanza dell'impresa distributtrice, con limiti all'ammontare di investimenti ammissibili, anche al fine di meglio specificare i requisiti minimi per la granularità e la composizione degli interventi di sviluppo) e sarà aggiornato con successivo provvedimento dell'Autorità, a valle delle attività di prima applicazione e della proposta congiunta delle imprese distributrici di un documento comune che descriva l'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti e di una struttura armonizzata delle tabelle di accompagnamento del Piano di sviluppo che descrivano i singoli interventi, le categorie di beneficio che concorrono alla premialità, eventualmente aggiornando l'elenco che è definito per la fase di prima applicazione.

Per quanto riguarda invece la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, gli indennizzi automatici sono stati incrementati del 15% rispetto alle disposizioni previgenti.

Sono stati inoltre trasferiti nel TIQC, definendone i corrispettivi, le seguenti prestazioni:

- effettuazione della verifica della tensione di fornitura su richiesta dell'utente, il cui corrispettivo è nullo in caso di accertamento di valori della tensione di fornitura non compresi nei limiti di variazione previsti dal titolo 6 del

TIQD (253 V e 207 V come limiti rispettivamente massimo e minimo per le reti di distribuzione esercite a 230 V nominali, 440 V e 360 V come limiti rispettivamente massimo e minimo per le reti di distribuzione esercite a 400 V nominali), mentre è pari a 150,00 euro in caso di accertamento di valori della tensione compresi nei suddetti limiti;

- effettuazione della verifica del gruppo di misura su richiesta dell'utente, il cui corrispettivo è nullo in caso di accertamento di errori superiori ai limiti di errore ammissibili fissati dalla normativa vigente o del non corretto funzionamento dell'orologio/calendario, mentre è pari a 50,00 euro in caso di corretto funzionamento del gruppo di misura.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per i servizi di trasmissione elettrica

Con la delibera 18 aprile 2023, 166/2023/R/eel, è stato avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione per il sesto periodo di regolazione 2024-2027, anche tenuto conto della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS, di cui alla delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com).

Con il documento di consultazione 17 ottobre 2023, 474/2023/R/eel, l'Autorità – anche tenendo conto degli esiti della consultazione 3 agosto 2023, 381/2023/R/com, in materia di criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica – ha pubblicato i propri orientamenti in merito a:

- i) criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti per i servizi di trasmissione e dispacciamento;
- ii) regolazione *output-based*;
- iii) obblighi di qualità del servizio; e
- iv) criteri di determinazione dei corrispettivi tariffari a copertura dei costi di trasmissione e dispacciamento.

In esito alla consultazione, con la delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel, sono stati adottati i criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 (RTTE 6PRTE). In particolare:

- sono stati definiti i criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, inclusi i criteri di raccordo con la metodologia ROSS per costi di capitale e costi operativi;
- in relazione ai criteri di incentivazione tariffaria è stata prevista l'estensione del meccanismo di simmetrica ripartizione tra clienti finali e gestore del sistema di trasmissione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture, anche per servizi offerti dal gestore ad altri operatori di rete del settore elettrico, con restituzione della quota di ricavo al sistema a valere sul livello di ricavo da recuperare attraverso le tariffe di trasmissione;
- in relazione al servizio di dispacciamento sono stati confermati i criteri di determinazione dei ricavi di riferimento secondo i medesimi criteri previsti per il servizio di trasmissione (fatte salve le specificità relative alla durata convenzionale dei cespiti e ai criteri di rivalutazione del cespite Concessione) e il meccanismo di mitigazione del rischio volume sull'applicazione della componente tariffaria a copertura dei costi di dispacciamento (DIS);

- è stata definita l'articolazione dei corrispettivi tariffari del servizio di trasmissione, confermando la struttura binomia della tariffa di trasmissione corrisposta dalle imprese di distribuzione al gestore del sistema di trasmissione (CTRP e CTRE), e la struttura – binomia per i soli clienti in AT-AAT – della tariffa corrisposta dai clienti finali alle imprese di distribuzione a copertura dei costi per il servizio di trasmissione (TRASE e TRASP); è stato inoltre attribuito alle componenti tariffarie in energia una quota di ricavo pari al 7%;
- è stato inoltre previsto il superamento dei corrispettivi unitari di capacità *pro forma* necessari a individuare i costi di esclusiva competenza del gestore del sistema di trasmissione e l'esenzione dal pagamento dei corrispettivi di trasmissione in relazione ai prelievi di energia elettrica funzionale a consentire la successiva immissione in rete;
- sono stati introdotti obblighi informativi relativi a investimenti programmati e attestazione dei ricavi.

Infine, con la delibera 28 dicembre 2023, 632/2023/R/eel, sono stati determinati i ricavi di riferimento a copertura dei costi per il servizio di trasmissione e di funzionamento di Terna per l'attività di dispacciamento, e le tariffe di trasmissione per l'anno 2024, in coerenza con le previsioni dell'RTTE 6PRTE.

Tariffe per i servizi di distribuzione e di misura

Relativamente alla regolazione dell'energia reattiva, al fine di semplificare la struttura della tariffa, con la delibera 616/2023/R/eel l'Autorità ha definito, in luogo dei corrispettivi a scaglioni, un corrispettivo unitario unico da applicarsi agli eccessivi prelievi di energia reattiva per ciascun livello di tensione (reti MT e reti BT), quantificato come media dei corrispettivi unitari per prelievi di energia reattiva (espressi in euro/kvarh) precedentemente applicabili a ciascuno scaglione, le cui modalità di calcolo sono disponibili nel capitolo 3 del documento per la consultazione 76/2012/R/eel. Le soglie per l'applicazione dei corrispettivi non si applicano qualora l'impresa distributrice, su indicazione del gestore del sistema di trasmissione, abbia richiesto e concordato con l'utente soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva motivata da necessità locali della rete a cui l'utente è connesso. L'Autorità, inoltre, ha confermato anche per il sesto periodo di regolazione che la "quota parte infrastrutture" dei corrispettivi di energia reattiva versati dai clienti finali concorra alla determinazione dei ricavi effettivi delle imprese distributrici al momento della perequazione, mentre la "quota parte perdite" venga trattenuta direttamente dalle imprese distributrici così come i corrispettivi versati dalle imprese distributrici sottese. L'Autorità ha infine eliminato la fissazione convenzionale delle due quote parti prevista nel quinto periodo di regolazione prevedendone invece una determinazione annuale.

Con riferimento alle disposizioni del *Testo integrato relativo alle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione* (TIC), a partire dal sesto periodo di regolazione, non è più prevista l'applicazione degli oneri amministrativi nei casi di voltura, subentro, aumenti di potenza, disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità o nel caso di utenze stagionali. L'Autorità ha inoltre precisato che, a partire dall'anno 2024, nessuna operazione prevista dal TIC debba essere soggetta all'applicazione di corrispettivi per la copertura di oneri amministrativi.

Con la delibera 28 dicembre 2023, 630/2023/R/eel, sono state aggiornate, per l'anno 2024, le tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per i clienti domestici, non domestici e le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

A titolo informativo, la tavola seguente riporta per tipologie contrattuali l'allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete applicati agli utenti domestici e non domestici in vigore nell'anno 2023, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	TOT
Totale domestici	492	24,3%	2.098	46,7%	526	76,1%	55	33,9%	3.172	43,1%	19,4%	63,3%	17,3%	100,0%
Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	35	1,7%	50	1,1%	3	0,5%	4	2,4%	92	1,2%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	554	27,4%	1.569	34,9%	139	20,1%	62	38,2%	2.324	31,6%	7,3%	64,4%	28,3%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	721	35,7%	748	16,7%	22	3,2%	35	21,3%	1.526	20,7%	4,1%	43,7%	52,2%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferroviaria)	218	10,8%	24	0,5%	1	0,1%	7	4,2%	250	3,4%	7,9%	76,8%	15,4%	100,0%
Totale non domestici	1.529	75,7%	2.391	53,3%	165	23,9%	107	66,1%	4.192	56,9%	6,0%	56,2%	37,8%	100,0%
TOTALE	2.021	100,0%	4.489	100,0%	691	100,0%	162	100,0%	7.364	100,0%	11,8%	59,2%	29,0%	100,0%

Regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva

A decorrere dal 1° aprile 2023, l'Autorità ha introdotto nuovi corrispettivi e nuove soglie di fattore di potenza per i punti di prelievo e i punti di interconnessione tra reti in altissima e in alta tensione, prevedendo un corrispettivo maggiorato per le cosiddette "aree omogenee" per tenere conto del maggiore impatto dello scambio di energia reattiva sulle tensioni e sui costi in tali aree.

Con la delibera 28 marzo 2023, 124/2023/R/eel, l'Autorità ha adottato l'elenco dei nodi elettrici della rete rilevante appartenenti ad "aree omogenee" ai fini della regolazione tariffaria dell'energia e in particolare dell'applicazione dei corrispettivi maggiorati per immissioni di energia reattiva.

Con la delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel, relativa alla regolazione tariffaria per il quinto periodo di regolazione 2024-2027 per il servizio di trasmissione, l'Autorità ha sostanzialmente confermato la regolazione dell'energia reattiva sulle reti in alta e in altissima tensione introdotta a valere dal 1° aprile 2023.

In merito all'applicazione dei corrispettivi per prelievi e immissioni di energia reattiva in determinati punti di connessione tra la rete di trasmissione nazionale e le reti di RFI e Areti, caratterizzati da specifiche configurazioni locali di rete, e delle relative modalità di misura degli scambi di energia attiva e reattiva, con la delibera 12 dicembre 2023, 591/2023/R/eel, l'Autorità ha disposto, fino al 31 dicembre 2023, di utilizzare per RFI la vigente modalità di misurazione cosiddetta "ad anello" e per Areti l'utilizzo dei sistemi di misura posti sul lato MT delle cabine primarie, prevedendo l'eventuale applicazione anche dal 1° gennaio 2024 in via transitoria e per un periodo limitato di tempo.

Con lo stesso provvedimento l'Autorità ha introdotto la possibilità che anche nei punti di interconnessione i corrispettivi per energia reattiva non trovino applicazione qualora Terna abbia richiesto, e l'Autorità abbia approvato, soglie differenti per il prelievo di energia reattiva oppure per l'immissione di energia reattiva. Entrambe le disposizioni sono state poi confermate a valere dal 1° gennaio 2024 con la delibera 27 dicembre 2023, 615/2023/R/eel.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

L'attuale regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: IEM), definito dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta di CSEA, l'Autorità (subentrata ai sensi della legge n. 481/1995 in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi, CIP) stabilisca entro ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente, l'acconto per l'anno in corso e il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese a copertura dei costi (non coperti dai ricavi di vendita di energia elettrica) sostenuti per lo svolgimento dell'attività di produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

Nel rispetto del principio di copertura dei costi sulla base delle risultanze del bilancio aziendale posto dall'art. 7 della legge n. 10/1991, nel corso degli anni, CSEA ha svolto le istruttorie relative alle integrazioni tariffarie delle IEM valutando l'attinenza dei costi al servizio elettrico da queste svolto nonché, per particolari tipologie di costi, la congruità degli stessi, e, sulla base di tali istruttorie, l'Autorità ha approvato una serie di provvedimenti di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori.

In particolare, nel corso del 2023, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- delibera 14 novembre 2023, 521/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- delibera 14 novembre 2023, 522/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- delibera del 14 novembre 2023, 523/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- delibera 14 novembre 2023, 524/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- delibera 21 novembre 2023, 534/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore SIE – Società Impianti Elettrici;
- delibera 21 novembre 2023, 536/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;

- delibera 21 novembre 2023, 538/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Liparese;
- delibera 21 novembre 2023, 535/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Impresa elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- delibera 21 novembre 2023, 537/2023/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2019, per l'impresa elettrica minore Impresa Campo Elettricità – I.C.EL.

Determinazione del tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2022-2023, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

Le modalità di remunerazione del patrimonio netto per la determinazione delle integrazioni tariffarie spettanti alle IEM sono state determinate con la delibera 26 luglio 2000, 132/00, con cui l'Autorità ha individuato una metodologia coerente con quella utilizzata per le determinazioni tariffarie di carattere generale, in particolare legando i parametri rilevanti per la determinazione del tasso di remunerazione da applicare al patrimonio netto delle IEM ai medesimi parametri fissati dall'Autorità per la determinazione della remunerazione del capitale investito nel servizio di distribuzione elettrica. Con successivi provvedimenti, l'Autorità ha provveduto quindi ad aggiornare la formula per la remunerazione del patrimonio netto sulla base delle delibere che, per i differenti periodi regolatori, hanno definito i parametri per il calcolo del tasso di remunerazione del capitale investito dei servizi di distribuzione elettrica.

Con la delibera 5 dicembre 2023, 574/2023/R/eel, l'Autorità ha dato disposizioni alla CSEA in merito al tasso di remunerazione del patrimonio netto per gli anni compresi nel periodo 2022-2023, per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel: in particolare, il provvedimento dispone che CSEA tenga conto, nella formulazione delle proposte ai fini della determinazione da parte dell'Autorità delle aliquote di integrazioni tariffarie alle IEM, di una remunerazione del patrimonio netto relativamente agli anni compresi nel periodo 2022-2023, calcolata secondo i parametri aggiornati dall'Autorità con la delibera 614/2021/R/com e con il relativo Allegato A (TIWACC), con cui sono stati approvati, per il predetto biennio, i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali

Con la delibera 3 agosto 2023, 380/2023/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2022 di CSEA e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2023, in conformità a quanto disposto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità per il 2016).

Tale legge, all'art. 1 comma 670, ha trasformato, a decorrere dal 1° gennaio 2016, la Cassa conguaglio per il settore elettrico in un ente pubblico economico, denominato "Cassa per i servizi energetici e ambientali" (CSEA), operante con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale e sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) e dell'Autorità. Il riassetto organizzativo conseguente alla trasformazione di CSEA in

ente pubblico economico è stato anche completato con l'approvazione del Regolamento di amministrazione e contabilità di CSEA da parte dell'Autorità, d'intesa con il MEF, e dello Statuto di CSEA.

Il rilascio dell'intesa da parte dell'Autorità per l'approvazione del bilancio di CSEA prevede, da parte di questa, la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale nonché la verifica del rispetto, sulla base della relazione al bilancio da parte del Collegio dei revisori, dei criteri stabiliti dallo Statuto, dal Regolamento di amministrazione e contabilità e dai principi contabili nazionali formulati dall'Organismo italiano di contabilità (OIC).

Parallelamente, l'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità prevede che, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF sul bilancio di esercizio, l'Autorità autorizzi CSEA a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione a copertura dei costi di funzionamento dell'anno in corso; tale prelievo costituisce un ricavo di funzionamento e deve essere commisurato agli importi riscossi ed erogati nell'esercizio precedente a quello di riferimento con aliquota determinata dall'Autorità con propria delibera.

Al fine di allineare i costi previsti nel budget a quelli sostenuti nei primi mesi dell'esercizio 2023, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso, agli Uffici dell'Autorità, l'aggiornamento del Budget economico 2023, su cui il Collegio dei revisori di CSEA ha espresso parere favorevole e in cui sono riportati i costi e le imposte afferenti all'attività di funzionamento di CSEA per l'esercizio 2023 nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, all'attività di funzionamento dell'ente.

Con la delibera 380/2023/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al MEF per l'approvazione del bilancio 2022 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel Budget economico 2023 inviato da CSEA, l'Autorità ha autorizzato quest'ultima a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione, definendone l'aliquota, per la copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2023.

Semplificazioni procedurali per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

Nell'anno 2023 l'Autorità ha avviato un percorso di riforma della disciplina delle connessioni alle reti elettriche al fine di tenere conto delle nuove esigenze evolutive del sistema elettrico:

- elevato incremento delle richieste di connessione, per lo più da piccoli impianti di produzione in autoconsumo;
- impianti di produzione di taglia molto elevata, anche in mare aperto (eolico *off-shore*);
- sistemi di accumulo;
- infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e per lo stazionamento nei porti.

Il percorso di riforma della disciplina delle connessioni con le reti elettriche si articolerà in diversi interventi regolatori finalizzati, da un lato, ad aggiornare il Testo integrato connessioni attive (TICA), nell'ottica di semplificare le modalità tecniche, economiche e procedurali per la connessione degli impianti di produzione e, dall'altro, ad addivenire ad un Testo integrato delle connessioni con le reti elettriche (TICR-E) che unifichi, armonizzandole, le procedure e le modalità di accesso alle reti elettriche sia in relazione agli impianti di produzione di energia

elettrica sia in relazione alle utenze in prelievo, ivi incluse le infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e per lo stazionamento nei porti.

Nell'ambito del percorso di riforma della disciplina delle connessioni con le reti elettriche, l'Autorità ha approvato il documento per la consultazione 28 giugno 2023, 301/2023/R/eel che, in particolare, reca gli orientamenti finalizzati a:

- semplificazione ed efficientamento delle procedure di connessione per gli impianti di produzione, differenziando, da un lato, tra nuove richieste di connessione e richieste di adeguamento delle connessioni esistenti e, dall'altro, tra lavori semplici e lavori complessi ed estendendo l'applicazione dell'iter di connessione con Modello unico anche ai casi in cui sia connessa con la rete una pluralità di unità di produzione (UP) ovvero si proceda a connettere alla rete una o più UP tramite un punto di connessione su cui sono già connesse altre UP;
- risolvere alcune criticità evidenziate dagli *stakeholder* interessati e relative ad aspetti puntuali della regolazione prevista dal TICA.

A seguito del documento per la consultazione 301/2023/R/eel e in attesa della completa attuazione regolatoria di quanto previsto dal medesimo documento per la consultazione 301/2023/R/eel, l'Autorità, con la delibera 3 agosto 2023, 361/2023/R/eel ha introdotto prime modifiche al TICA vigente affinché possano trovare immediata attuazione, anche con riferimento agli iter di connessione in corso.

La delibera 301/2023/R/eel, in particolare, ha modificato il TICA prevedendo, anche con riferimento agli iter di connessione in corso, di semplificare l'iter di connessione degli impianti di produzione di potenza attiva nominale fino a 20 kW che:

- non sono sottoposti al regime delle accise e, conseguentemente, non sono tenuti agli obblighi e agli adempimenti previsti dagli artt. 53 e seguenti del Testo unico delle accise;
- accedono al mercato elettrico come unica UP;
- non accedono agli incentivi erogati dal GSE che richiedono la misura dell'energia elettrica prodotta;
- non condividono il punto di connessione con altre UP.

Le semplificazioni previste dalla delibera 301/2023/R/eel, con riferimento agli impianti di produzione che rispondono alle condizioni precedentemente descritte, constano nella possibilità di:

- rimuovere l'obbligo di installazione del misuratore dell'energia elettrica prodotta;
- consentire al gestore di rete la facoltà di sostituire le verifiche in loco (e la redazione del relativo verbale di attivazione) con una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà in cui il richiedente la connessione ovvero il produttore dichiarano la conformità dell'impianto di produzione alle norme tecniche del Comitato elettrotecnico italiano (CEI), alla normativa vigente, nonché la corrispondenza con quanto già dichiarato in sede di presentazione della richiesta di connessione.

Inoltre, l'Autorità, con la medesima delibera 361/2023/R/eel, ha previsto di modificare, per le richieste di connessione presentate dal 7 agosto 2023, le disposizioni regolatorie in materia di maggiorazione degli indennizzi automatici a seguito di ritardi nell'erogazione da parte dei gestori di rete dei medesimi indennizzi automatici, poiché si è ritenuto sufficiente prevedere che l'indennizzo automatico sia maggiorato degli interessi legali per ogni giorno solare di ritardo nell'erogazione.

Disposizioni tecniche per gli impianti di produzione di energia elettrica e disposizioni tecniche e procedurali del Codice di rete di Terna

L'Autorità, con la delibera 14 marzo 2023, 94/2023/R/eel e nell'ambito del processo di recepimento in Italia dei regolamenti europei sui requisiti per le connessioni (regolamento RfG – *Requirements for Generators*, regolamento DCC – *Demand Connection Code* e regolamento HVDC – *High-Voltage Direct Current*) e nell'ambito della conseguente normativa tecnica europea (Normativa predisposta dal Comitato europeo di normazione elettrotecnica – CENELEC), ha stabilito che ai fini della connessione alla rete elettrica in bassa tensione e della conseguente entrata in esercizio, a decorrere dal 1° gennaio 2024, gli impianti di produzione debbano essere in possesso della certificazione della rispondenza alle disposizioni tecniche previste dalla Variante V1 – edizione 2022 della Norma CEI 0-21 in relazione al requisito *Over Voltage Ride Through* (OVRT) e in particolare a quanto previsto dal paragrafo B.1.5-*bis* e dalla relativa tabella 32-*bis* della medesima Norma CEI 0-21. Il termine del 1° gennaio 2024 è stato individuato dall'Autorità anche al fine di tenere conto delle richieste presentate all'Autorità da parte della Federazione ANIE.

L'Autorità, con la delibera 99/2023/R/eel e con la successiva delibera 316/2023/R/eel, ha verificato positivamente, a seguito della consultazione pubblica di tutti gli *stakeholder* interessati effettuata da Terna, la nuova versione del capitolo 1, sezione 1C, del Codice di rete di Terna, la nuova versione dell'allegato A.17 e dell'allegato A.68 al Codice di rete di Terna e il nuovo allegato A.79 al Codice di rete di Terna.

Gli aggiornamenti del capitolo 1, sezione 1C (che disciplina le modalità e le condizioni di carattere tecnico, procedurale ed economico per l'erogazione del servizio di connessione con la RTN nel caso di nuovi impianti di produzione ai sensi dei regolamenti europei RfG, DCC e HVDC) del Codice di rete e gli aggiornamenti dell'allegato A.17 (che definisce i requisiti obbligatori per la connessione degli impianti eolici connessi direttamente o indirettamente alla RTN) e dell'allegato A.68 (che definisce i requisiti obbligatori per la connessione degli impianti fotovoltaici connessi direttamente o indirettamente con la RTN) al Codice di rete sono conseguenti alla verifica positiva, effettuata dall'Autorità con la delibera 18 ottobre 2021, 439/2021/R/eel, della nuova versione dell'allegato A.2 al Codice di rete, con cui sono stati definiti i criteri tecnico-funzionali per la connessione a 36 kV delle utenze alla RTN. Il nuovo allegato A.79 al Codice di rete definisce i requisiti obbligatori per la connessione degli impianti con sistemi di accumulo elettrochimico connessi direttamente o indirettamente alla RTN.

Inoltre, l'Autorità, con le medesime delibere 99/2023/R/eel e 316/2023/R/eel, ha previsto che la nuova versione del capitolo 1, sezione 1C del Codice di rete, la nuova versione dell'allegato A.17 al Codice di rete, la nuova versione dell'allegato A.68 al Codice di rete e il nuovo allegato A.79 al Codice di rete trovino applicazione nel caso di impianti di produzione e/o di impianti di accumulo entrati in esercizio dalla data di entrata in vigore della delibera 99/2023/R/eel (17 marzo 2023), fatte salve alcune deroghe in termini di prestazioni tecniche nel caso di impianti di produzione e di impianti di accumulo entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2024.

L'Autorità, con la delibera 4 maggio 2023, 183/2023/R/eel, ha verificato positivamente, a seguito della consultazione pubblica di tutti gli *stakeholder* interessati effettuata da Terna, la nuova versione del capitolo 1, sezione 1A (che disciplina le modalità e le condizioni di carattere tecnico, procedurale ed economico per l'erogazione del servizio di connessione con la RTN) del Codice di rete di Terna.

La nuova versione del capitolo 1, sezione 1A del Codice di rete risponde agli indirizzi previsti dalla regolazione vigente e agli obiettivi di trasparenza in relazione allo stato delle iniziative di connessione degli impianti di produzione.

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 183/2023/R/eel e al fine di raggiungere gli obiettivi di trasparenza in relazione allo stato delle iniziative di connessione degli impianti di produzione perseguiti dalla nuova versione del capitolo 1, sezione 1A del Codice di rete, ha previsto che la nuova versione del capitolo 1, sezione 1A, del Codice di rete trovi applicazione non solo per le richieste di connessione presentate successivamente all'entrata in vigore della delibera 183/2023/R/eel (8 maggio 2023), ma anche per tutte le pratiche di connessione di impianti di produzione tuttora valide.

L'Autorità, con la delibera 16 maggio 2023, 210/2023/R/eel, ha verificato positivamente, a seguito della consultazione pubblica di tutti gli *stakeholder* interessati effettuata da Terna, le proposte di aggiornamento dell'allegato A.26 (che definisce il contratto per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per i punti di immissione ai sensi della delibera 111/06) e dell'allegato A.58 (che definisce la convenzione per il servizio di aggregazione dei dati di misura dell'energia elettrica ai sensi del Testo integrato *Settlement*) al Codice di rete di Terna.

La nuova versione dell'allegato A.26 al Codice di rete:

- dà attuazione a quanto previsto dalla delibera 109/2021/R/eel (che definisce le modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento nel caso dell'energia elettrica prelevata per i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione e nel caso dell'energia elettrica prelevata e successivamente re-immessa in rete dai sistemi di accumulo), disciplinando le modalità di gestione delle unità di produzione dei servizi ausiliari di generazione utilizzate per la programmazione, nei mercati elettrici, dell'energia elettrica prelevata dai servizi ausiliari di generazione degli impianti di produzione, ivi inclusi quelli relativi ai sistemi di accumulo;
- introduce semplificazioni nelle modalità e tempistiche di inserimento delle unità di produzione (UP) nel contratto di dispacciamento in immissione.

La nuova versione dell'allegato A.58 al Codice di rete aggiorna, in attuazione di quanto previsto dalle delibere 109/2021/R/eel e 12 luglio 2022, 320/2022/R/eel (tale delibera dispone il superamento dell'invio aggregato dei dati di misura dell'energia elettrica immessa relativi alle unità di produzione in scambio sul posto con potenza disponibile non superiore a 55 kW e aggiorna, conseguentemente, le modalità e le tempistiche di trasmissione a Terna dei dati di misura dell'energia elettrica immessa), i flussi informativi tra Terna e le imprese distributrici in relazione ai dati di misura dell'energia elettrica immessa.

Inoltre, l'Autorità, con la delibera 210/2023/R/eel, ha previsto che le proposte di aggiornamento dell'allegato A.26 al Codice di rete in relazione alle nuove modalità e tempistiche di inserimento delle UP nel contratto di dispacciamento (efficacia dell'inserimento delle UP nel contratto di dispacciamento e utilizzo dell'autodichiarazione attestante l'avvenuto ricevimento del relativo mandato da parte del produttore) dovessero trovare applicazione a partire dalla data che sarebbe stata definita da Terna, previa informativa all'Autorità, e comunque non oltre il 30 settembre 2023, in modo che Terna potesse sviluppare i sistemi informativi a supporto dell'implementazione di tali proposte di aggiornamento.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti elettrici

L'anno 2023 è stato caratterizzato, per il settore elettrico, da un progressivo ritorno alla "normalità", in quanto, a fronte di un rallentamento dei prezzi delle *commodities* energetiche, il Governo ha via via ridotto gli interventi a sostegno degli utenti elettrici. Ciò ha portato a una progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico a carico degli utenti.

In particolare, in relazione all'annullamento degli oneri generali del settore elettrico, che nel corso del 2022 è stato generalizzato per tutte le tipologie di utenze e per tutti i trimestri, il Governo è intervenuto solo nel I trimestre 2023: la legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023) ha stabilito che per tale trimestre venissero annullate le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico per le utenze domestiche e le utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW. Tale annullamento è stato disposto con la delibera 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com.

Il mancato gettito delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} per le utenze di cui sopra è stato coperto dalle risorse messe a disposizione dalla legge di bilancio 2023 (cfr. art. 1, comma 12), che ha stanziato 963 milioni di euro.

La medesima delibera 735/2022/R/com ha, altresì, disposto la riattivazione degli oneri generali per tutte le altre utenze a partire dal 1° gennaio 2023.

A partire dal 1° aprile 2023, poi, le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali del settore elettrico sono state riattivate per la generalità a tutte le utenze elettriche (cfr. delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com).

Alle manovre sopra ricordate si affianca l'intervento di trasferimento alla fiscalità generale (c.d. "fiscalizzazione") degli "oneri nucleari" operata dalla legge di bilancio 2023, che ha stabilito che dal 2023 gli oneri per la *decommissioning* e le compensazioni territoriali per gli enti locali che ospitano siti nucleari sono posti a carico del bilancio dello Stato a partire dal 1° gennaio 2023; fino a tutto il 2022, tali oneri erano a carico dell'utente elettrico e finanziati, rispettivamente, dall'elemento A_{2RIM} e l'elemento A_{mctRIM} della componente tariffaria A_{RIM} . Ciò ha consentito all'Autorità di abolire detti elementi della componente tariffaria A_{RIM} a partire dal 1° gennaio 2023 (cfr. delibera 735/2022/R/com).

Tale disposizione, peraltro, si configura come una misura strutturale, a valere anche per gli anni successivi al 2023, e non strettamente correlata, pertanto, all'emergenza prezzi.

Nelle tavole 3.3, 3.4 e 3.5 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2023, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo e l'allocazione degli oneri generali.

Le tavole tengono conto della riduzione delle aliquote fissate con la delibera 735/2022/R/com, in attuazione della legge di bilancio 2023.

Pertanto, le tavole evidenziano il contributo che effettivamente è stato pagato dagli utenti (si confronti la tavola 3.5 con la prima colonna della tavola 3.7 *Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2023*).

TAV. 3.3 *Oneri generali* ^(A)

	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		A _{TOT} SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
		TWH	%	GW	%	N.	%	M€	%
Clienti domestici	Residenti	49,40	19,84%	79,04	42,83%	23.992.232	65,02%	883,60	10,68%
	Non residenti	6,87	2,76%	20,49	11,10%	6.065.740	16,44%	521,12	6,30%
	Totale domestici	56,26	22,59%	99,53	53,94%	30.057.973	81,46%	1.404,72	16,98%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,98	1,60%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	155,43	1,88%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,08	0,03%	0,47	0,25%	10.959	0,03%	5,18	0,06%
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	64,08	25,73%	50,70	27,47%	6.728.597	18,23%	2.689,44	32,50%
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	89,96	36,12%	25,26	13,69%	101.381	0,27%	3.154,05	38,11%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	34,66	13,92%	8,57	4,64%	980	0,00%	866,35	10,47%
	Totale non domestici	192,76	77,41%	84,99	46,06%	6.841.916	18,54%	6.870,45	83,02%
TOTALE	249,02	100,00%	184,52	100,00%	36.899.889	100,00%	8.275,17	100,00%	

(A) Nei dati esposti non sono considerati gli effetti delle agevolazioni agli energivori e dell'elemento AESOS (della componente ASOS) a copertura delle medesime agevolazioni.

Fonte: ARERA.

TAV. 3.4 *Effetto energivori: agevolazioni energivori e elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni*

	TIPOLOGIE	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A _{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
		ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	A _{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clienti domestici	Residenti	49,40	79,04	23.992.232	212,75	-	-	-	-
	Non residenti	6,87	20,49	6.065.740	29,58	-	-	-	-
	Totale domestici	56,26	99,53	30.057.973	242,33	-	-	-	-
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,98	nd	nd	25,96	-	-	-	-
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,08	0,47	10.959	0,73	-	-	-	-
	Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	63,90	50,66	6.723.959	438,23	0,18	0,03	4.637	-3,33
	Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	63,21	19,01	94.871	394,31	26,75	6,25	6.510	-565,89

(segue)

TIPOLOGIE	CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A_{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	A_{ESOS} (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	N. PUNTI DI PRELIEVO	AGEVOLAZIONI (M€)
Clients di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	4,33	1,84	568	6,41	30,33	6,72	412	-763,91
Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	180,52
Totale non domestici	135,51	71,99	6.830.357	865,63	57,25	13,01	11.559	-1.152,61
TOTALE	191,77	171,52	36.888.330	1.107,96	57,25	13,01	11.559	-1.152,61

Fonte: ARERA.

TAV. 3.5 Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)

TIPOLOGIE	A_{SOS}				A_{RIM}				
	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	M€	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	
Clienti domestici	Residenti	934,36	0,00%	0,00%	100,00%	161,99	0,00%	0,00%	100,00%
	Non residenti	528,18	75,40%	0,00%	24,60%	22,52	0,00%	0,00%	100,00%
	Totale domestici	1.462,53	27,23%	0,00%	72,77%	184,52	0,00%	0,00%	100,00%
Clienti non domestici	Clients per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	157,48	0,00%	0,00%	100,00%	23,92	0,00%	0,00%	100,00%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	4,57	0,00%	0,00%	100,00%	1,33	0,00%	0,00%	100,00%
	Clients non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	2.641,79	2,30%	21,42%	76,28%	482,55	6,01%	62,42%	31,56%
	Clients di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	2.569,58	1,01%	9,21%	89,79%	412,89	4,16%	43,72%	52,12%
	Clients di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	53,79	4,54%	13,26%	82,20%	55,06	6,23%	76,29%	17,49%
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	180,52	-	-	-	-	-	-	-
	Totale non domestici	5.607,73	1,64%	14,92%	83,44%	975,74	5,08%	53,68%	41,24%
TOTALE	7.070,26	7,07%	11,75%	81,17%	1.160,26	4,28%	45,14%	50,58%	

Fonte: ARERA.

A titolo informativo, la tavola 3.6 riporta per tipologie contrattuali l'allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete applicati agli utenti domestici e non domestici in vigore nell'anno 2023, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TAV. 3.6 Distribuzione fissa/variabile degli oneri di rete (tariffe per trasmissione, distribuzione e misura)

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE				TOT.	
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER P.P.	% PER kW		% PER kWh
Totale domestici	492	24,3%	2.098	46,7%	526	76,1%	55	33,9%	3.172	43,1%	19,4%	63,3%	17,3%	100,0%
Clients per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	35	1,7%	50	1,1%	3	0,5%	4	2,4%	92	1,2%	0,0%	0,0%	100,0%	100,0%

(segue)

TIPOLOGIE	TRAS		DIS		MIS		UC3+UC6		SERVIZI DI RETE					TOT.
	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	M€	%	% PER P.P.	% PER kW	% PER kWh	
Clienti non domestici di bassa tensione (esclusa illuminazione pubblica)	554	27,4%	1.569	34,9%	139	20,1%	62	38,2%	2.324	31,6%	7,3%	64,4%	28,3%	100,0%
Clienti di media tensione (esclusa illuminazione pubblica)	721	35,7%	748	16,7%	22	3,2%	35	21,3%	1.526	20,7%	4,1%	43,7%	52,2%	100,0%
Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferroviaria)	218	10,8%	24	0,5%	1	0,1%	7	4,2%	250	3,4%	7,9%	76,8%	15,4%	100,0%
Totale non domestici	1.529	75,7%	2.391	53,3%	165	23,9%	107	66,1%	4.192	56,9%	6,0%	56,2%	37,8%	100,0%
TOTALE	2.021	100,0%	4.489	100,0%	691	100,0%	162	100,0%	7.364	100,0%	11,8%	59,2%	29,0%	100,0%

Fonte: ARERA.

La tavola 3.7 illustra la ripartizione degli oneri generali di sistema, di competenza del 2023, tra le diverse componenti, confermando il peso della componente A3*SOS. Nel 2023 il gettito rinveniente dai corrispettivi applicati ai consumatori finali è aumentato per la progressiva riattivazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali a fronte di una riduzione degli interventi del Governo a sostegno degli utenti elettrici.

TAV. 3.7 *Gettiti oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2023 (componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi) in milioni di euro*

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA UTENTI	DA BILANCIO DELLO STATO	
			LEGGE DI BILANCIO 2023	DL N. 131/2023
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92	7.070,26	707,13	-
$A_{3*SOS}^{(1)}$	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92	6.054,69	707,13	-
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.107,96	-	-
$A_{91/14SOS}^{(2)}$	Sconti previsti dal decreto legge 24 giugno 2014, n. 91	-92,39	-	-
$A_{RIM}^{(3)}$	Rimanenti oneri generali	1.160,26	255,87	203,22
A_{3RIM}	Oneri relativi alla produzione da rifiuti non biodegradabili	-	-	-
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	467,50	159,76	-
A_{5RIM}	Finanziamento della ricerca	62,32	7,42	-
A_{SRIM}	Bonus sociale	436,85	54,79	203,22
A_{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	77,27	8,57	-
A_{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	73,13	20,13	-
A_{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	43,19	5,20	-
TOTALE		8.230,52	963,00	203,22

(1) Compresi sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. "imprese energivore").

(2) L'elemento $A_{91/14SOS}$ è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica.

(3) Dal 1° gennaio 2023 sono stati soppressi gli elementi A_{2RIM} e A_{mcIRIM} della componente tariffaria A_{RIM} , in quanto a partire dal 2023 gli "oneri nucleari" sono stati posti a carico della fiscalità generale dalla legge di bilancio 2023.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali).

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo per il rafforzamento dei bonus sociali

Nei primi tre trimestri del 2023 il Governo ha altresì confermato quanto già stabilito per tutto il 2022 in tema di rafforzamento dei bonus sociali, sia del settore elettrico che del settore gas.

Come per il 2022, il Governo ha disposto il rafforzamento dei bonus sociali tramite erogazione ai beneficiari di una componente di compensazione integrativa (CCI), aggiuntiva al bonus "ordinario" (detto anche "bonus base") già previsto dalla normativa previgente e aggiornata ogni tre mesi *ex ante* sulla base delle migliori previsioni disponibili in merito ai prezzi all'ingrosso e alla ripartizione trimestrale dei consumi annui. Il valore del bonus ordinario, al contrario, nei primi tre trimestri del 2023 non ha subito alcun aggiornamento rispetto a quanto definito nel 2021 e mantenuto nel 2022, in ragione della funzione già svolta dalla CCI per compensare gli aumenti di prezzo dell'energia elettrica e del gas per i clienti titolari di bonus sociale³.

Dal IV trimestre 2023, avendo il Governo previsto il ritorno alle modalità ordinarie di definizione degli importi da corrispondere ai beneficiari di bonus, l'Autorità ha aggiornato i valori dei bonus base per tenere conto delle variazioni intervenute, rispetto al 2021, nelle spese annue stimabili per ciascun profilo di cliente bonus. In ogni caso, ad integrazione dei bonus sociali ordinari aggiornati, con il DL n. 131/2023 il Governo ha previsto l'erogazione ai beneficiari del bonus elettrico – per il medesimo trimestre ottobre, novembre e dicembre 2023 – di un "contributo straordinario", la cui esatta quantificazione è stata effettuata dall'Autorità nell'ambito della delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, sulla base delle risorse economiche messe a disposizione dallo Stato (300 milioni di euro).

Per informazioni relative alla consistenza della platea di clienti domestici beneficiari delle misure di sostegno appena descritte, si rimanda a quanto illustrato nel successivo Capitolo 10 relativamente alle iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute.

Le manovre relative ai bonus sociali del 2023 sono state finanziate solo in parte da nuove risorse provenienti dal bilancio dello Stato (solo per il I trimestre e per il IV trimestre limitatamente al "contributo straordinario"⁴, per un totale di 993,18 milioni di euro) e la parte restante è stata posta in capo a risorse disponibili nel bilancio della CSEA.

³ Ciò è stato stabilito per il I trimestre 2023 dalla delibera 735/2022/R/com (in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2023), per il II trimestre 2023 dalla delibera 134/2023/R/com (in attuazione del DL n. 34/2023) e per il III trimestre 2023 dalla delibera 297/2023/R/com (in attuazione del DL n. 79/2023).

⁴ Per il I trimestre 2023 con la legge di bilancio 2023 (cfr. art. 1, comma 19) e per il IV trimestre 2023 con il decreto legge 29 settembre 2023, n. 131 (cfr. art. 1, comma 9). Come ricordato, il DL n. 79/2023 ha anche previsto la restituzione di una quota delle medesime risorse al bilancio dello Stato, e il loro utilizzo per il finanziamento della riduzione dell'IVA sui consumi del gas naturale per il III trimestre 2023. L'importo, pari a 489,31 milioni di euro, è stato imputato al conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio, ai sensi di quanto prevede l'art. 1, comma 6, del medesimo DL n. 79/2023.

Rendicontazione oneri generali (Relazione 243/2023/I/com)

Il DL n. 17/2022 prevede che "... ogni anno, l'ARERA trasmette al Ministero dell'economia e delle finanze, al Ministero della transizione ecologica e alle competenti Commissioni parlamentari una relazione sull'effettivo utilizzo delle risorse destinate al contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale per l'anno in corso, con particolare riferimento alle disponibilità in conto residui trasferite alla CSEA, distinguendo nel dettaglio tra il comparto elettrico e il comparto del gas" (cfr. art. 2-bis, comma 4). Il DL n. 34/2023 ha previsto che per il 2022 tale Relazione sia predisposta entro il 31 maggio 2023.

Con la Relazione 243/2023/I/com l'Autorità ha fornito al Governo e alle competenti Commissioni parlamentari la seconda rendicontazione in relazione alle risorse destinate al contenimento dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale, ai sensi dell'art. 2-bis, commi 1 e 2, del DL n. 17/2022. Essa fa seguito alla Relazione 212/2022/I/com, relativa agli anni fino al 2021.

La Relazione 243/2023/I/com riguarda le disposizioni di legge adottate nel 2022 relative alle manovre di sostegno alle famiglie e alle imprese a fronte dell'aumento sostenuto dei prezzi all'ingrosso di gas naturale ed energia elettrica nel medesimo anno.

Anche nella Relazione 243/2023/I/com le manovre adottate dal Governo sono state articolate in gruppi, ciascuno dei quali contiene manovre tra loro omogenee, per finalità o per settore. Nel caso del 2022, i gruppi sono stati solo tre, in quanto nel 2022 non si sono ripetute misure di contrasto alla pandemia Covid. I gruppi individuati dalla Relazione 243/2023/I/com sono i seguenti:

- il primo gruppo riguardante le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali elettrici;
- il secondo gruppo riguardante le misure di contrasto alla crisi dei prezzi, che in particolare hanno disposto la riduzione degli oneri generali del settore gas;
- il terzo gruppo riguardante le manovre per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e del settore gas.

La Relazione 243/2023/I/com ha operato un confronto tra l'esigenza di raccolta per ciascuna finalità degli oneri generali di sistema (o dei bonus) e l'utilizzo, per quanto possibile rappresentato secondo una logica di competenza per l'anno 2022. Inoltre, la Relazione 243/2023/I/com fornisce la rendicontazione delle entrate e uscite dei conti di gestione di CSEA afferenti agli oneri generali del settore gas.

Da tali analisi è emerso che:

- dal punto di vista economico le risorse trasferite dal bilancio dello Stato non sono state sufficienti, nel complesso, a coprire il fabbisogno per il 2022, in particolare in relazione al settore elettrico dove l'abbassamento dei prezzi negli ultimi mesi del 2022 ha portato a un aumento del fabbisogno della componente A_{SOS} ;
- dal punto di vista finanziario, sono state effettuate nella prima parte del 2023 ed erano ancora previste significative erogazioni a valere sulle risorse fornite dal bilancio dello Stato a copertura del fabbisogno 2022 con le manovre sopra ricordate.

La Relazione 243/2023/I/com, pur riferendosi all'annualità 2022, contiene anche alcune considerazioni finali in merito alle prospettive del 2023.

Oneri nucleari

Come già ricordato nella precedente *Relazione Annuale*, il quadro regolatorio degli oneri nucleari per il terzo periodo di regolazione (2021-2026) è stato completato nel corso dell'anno 2022.

Nell'anno 2023 è stato chiuso il periodo precedente il terzo periodo di regolazione: con la delibera 31 gennaio 2023, 25/2023/R/eel, l'Autorità ha rideterminato gli oneri nucleari a consuntivo per l'anno 2020.

Nel corso del 2023 sono state realizzate altresì alcune attività di attuazione della regolazione, tra cui la definizione gli schemi ai fini della rendicontazione a consuntivo dei costi delle attività di *decommissioning* per il primo semiperiodo di regolazione.

Come già ricordato, l'art. 1, commi 20, 21 e 22, della legge di bilancio 2023 dispongono che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non sono più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente al bilancio dello Stato, lasciando comunque invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

Oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS}

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2023 hanno risentito del *trend* in diminuzione del PUN registrato per tutto l'anno, risultando pertanto superiori a quelli del 2022 di circa 700 milioni di euro, come evidenziato nella tavola 3.8.

La riduzione del PUN ha infatti un effetto negativo sugli oneri in capo al conto A_{SOS} di competenza del medesimo anno, sia perché si riducono i ricavi di vendita dell'energia agevolata, sia per il fatto che alcuni tipi di agevolazione aumentano al diminuire del PUN. Ha un impatto negativo, in prospettiva, anche per l'anno successivo, soprattutto in relazione al meccanismo di aggiornamento degli incentivi che hanno sostituito i certificati verdi.

TAV. 3.8 Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS} in milioni di euro

ONERI DI COMPETENZA	2022		2023	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	-	0,00%	-	0,00%
Ritiro certificati verdi	28	0,42%	17	0,23%
Conversione CV in incentivi	1.001	15,16%	3	0,04%
Fotovoltaico	5.906	89,46%	5.800	78,92%
Ritiro dedicato	0	0,00%	22	0,30%
Tariffa omnicomprensiva	- 231	-3,50%	1.013	13,78%
Scambio sul posto	79	1,20%	176	2,40%

(segue)

ONERI DI COMPETENZA	2022		2023	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
FER incentivi amministrati	- 237	-3,58%	237	3,23%
Autoconsumo e comunità energetiche	- 0	0,00%	0	0,00%
Bioenergie	-	0,00%	77	1,04%
Altro	3	0,05%	3	0,05%
Totale rinnovabili	6.549	99,20%	7.348	100,00%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Oneri CO ₂ assimilate	53	0,80%	-	0,00%
Copertura certificati verdi assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Risoluzione CIP6	-	0,00%	-	0,00%
Totale assimilate	53	0,80%	-	0,00%
TOTALE ONERI A_{SOS}	6.602	100%	7.348	100%

Fonte: ARERA.

Come già sopra ricordato, tranne che (parzialmente) per il I trimestre, per tutto l'anno 2023 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dal gettito degli utenti elettrici.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica: annualità 2023

Come già evidenziato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, la disciplina delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia (anche dette imprese energivore) è stata regolata dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, adottato in attuazione di quanto previsto dall'art. 19, comma 2, della legge 20 novembre 2017, n. 167, in conformità con la decisione C(2017) 3406 e le linee guida europee 2014-2020. Tale disciplina ha dispiegato i suoi effetti fino al 31 dicembre 2023, in quanto, come verrà successivamente illustrato, non più in vigore a seguito delle nuove norme comunitarie.

L'Autorità aveva dato attuazione alla suddetta disciplina con la delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, e la delibera 17 maggio 2018, 285/2018/R/eel, integrate con successive delibere, con cui erano state date disposizioni a CSEA sia per la gestione delle attività di raccolta dei dati che per la predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica. Secondo tali disposizioni, a partire dal 2018 le imprese devono trasmettere a CSEA, attraverso l'apposito portale, le dichiarazioni che attestano il possesso dei requisiti previsti e i dati fiscali e di consumo, relativi al periodo di riferimento, necessari alla determinazione della classe di agevolazione; le agevolazioni sono, di norma, massime per le imprese che, sulla base degli importi del valore aggiunto lordo (VAL), ricadono nelle classi VAL.x (e che beneficiano dell'azzeramento delle aliquote A_{SOS} nei documenti di fatturazione, a fronte del versamento di una contribuzione diretta a CSEA) e di minore entità per le imprese che, sulla base del fatturato ai fini IVA (FAT), ricadono nelle classi FAT.x. (e che beneficiano di aliquote A_{SOS} scontate).

Sulla base dei dati disponibili aggiornati al 18 marzo 2024 l'energia complessivamente agevolata nel 2023 è pari rispettivamente a poco più di 57,2 TWh, per un totale di 11.559 punti di prelievo (di cui oltre 4.637 in bassa tensione, con incidenza trascurabile sui volumi di energia agevolata, che è ripartita circa a metà tra media e alta tensione) (Tav. 3.9).

TAV. 3.9 Energia agevolati e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2023

TIPOLOGIE	PUNTI DI PRELIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
	N.	%	TWh	%
Bassa tensione	4.637	40,1%	180	0,3%
Media tensione	6.510	56,3%	26.745	46,7%
Alta e altissima tensione	412	3,6%	30.326	53,0%
TOTALE	11.559	100,0%	57.251	100,0%

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA e SII. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso.

Nella stima dell'onere complessivo del regime per il 2023 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al 18 marzo 2024) prevale nettamente l'effetto della "clausola VAL": 1.964 imprese (su 4.047) che usufruiscono di tale agevolazione, infatti, beneficiano del 77% circa del volume economico di agevolazione, mentre le rimanenti 2.083 imprese con agevolazione in "classe FAT" pesano per circa il 23% del volume di agevolazioni (Tav. 3.10).

TAV. 3.10 Ammontare annuo di mancata contribuzione alla Asos nel 2021

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	N. DI IMPRESE	MILIONI DI EURO	%
FAT.1	1.847	238,7	20,7%
FAT.2	147	8,9	0,8%
FAT.3	89	21,1	1,8%
VAL.x	1.964	883,9	76,7%
TOTALE	4047	1152,6	100,0%

Fonte: ARERA, stime su dati CSEA. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso la CSEA

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica: nuovo regime

Nel corso del 2023, come accennato, è stato previsto che in relazione all'adeguamento dei regimi di aiuto esistenti a favore dell'ambiente e dell'energia, a partire dal 1° gennaio 2024, lo Stato membro sia tenuto a dare applicazione alle opportune misure agevolative al fine di renderle conformi alla nuova "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022" (di seguito: linee guida CEEAG) sottoponendole alla preventiva approvazione della Commissione europea ai fini della valutazione della compatibilità in materia di aiuti di Stato.

Le linee guida CEEAG contengono numerose differenze rispetto alle linee guida in essere al momento della decisione C(2017) 3406, tra cui modifiche dell'elenco dei settori ammissibili, differenze nei contributi minimi agli oneri per lo sviluppo delle fonti rinnovabili da parte delle imprese energivore, nuove norme sulle "green conditionality" che devono essere rispettate dalle imprese energivore per fruire dell'agevolazione, semplificazioni nel processo amministrativo di riconoscimento annuale della qualifica di impresa energivora.

Il decreto legge 29 settembre 2023, n. 131, pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie Generale, n. 228 del 29 settembre 2023 (di seguito: DL n. 131/2023), all'art. 3 contiene disposizioni per l'adeguamento alle linee guida CEEAG delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica che modificano, rispetto alla situazione attuale, sia i requisiti di accesso sia l'intensità delle agevolazioni e che, tra l'altro, introducono condizionalità che le

imprese energivore devono rispettare nel corso dell'anno di agevolazione e che quindi devono essere verificate *ex post*.

Con la delibera 28 settembre 2023, 434/2023/R/eel, l'Autorità, ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti attuativi per la definizione delle regole di attuazione delle nuove disposizioni dell'art. 3 del DL n. 131/2023 in materia di agevolazioni alle imprese energivore.

Con la medesima delibera 434/2023/R/eel l'Autorità ha dato mandato alla CSEA, in relazione alle agevolazioni di competenza 2024, di sospendere l'apertura ordinaria del Portale per la raccolta delle dichiarazioni delle imprese energivore prevista per il 30 settembre 2023 dalla delibera 921/2017/R/eel e di predisporre altresì gli sviluppi del medesimo Portale necessari a dare attuazione alla nuova disciplina valevole dall'annualità di competenza 2024, nelle more della conclusione del procedimento europeo di verifica della conformità con le linee guida CEEAG delle disposizioni dell'art. 3 del DL n. 131/2023.

Con il documento per la consultazione 545/2023/R/eel, pubblicato non appena è stato convertito il DL n. 131/2023, l'Autorità ha inteso esplorare, in via urgente seppure in attesa dell'autorizzazione della Commissione europea, le modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese energivore, così come riconfigurate dal legislatore nazionale nel quadro delle linee guida CEEAG, con l'obiettivo in particolare di avviare il prima possibile le operazioni di raccolta delle dichiarazioni per le nuove agevolazioni relative all'anno 2024, tenendo conto sia dell'iter amministrativo necessario alla successiva emanazione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica previsto dall'art. 3 del DL n. 131/2023, sia dei tempi tecnici necessari a CSEA per gli adempimenti procedurali secondo le nuove regole.

A seguito di tale consultazione, con la delibera 27 dicembre 2023, 619/2023/R/eel, l'Autorità ha disciplinato le modalità operative per il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica al fine di garantire dal 1° gennaio 2024 l'avvio tempestivo e senza soluzione di continuità del riconoscimento delle agevolazioni, seppure nelle more dell'adozione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica con il quale si perfezionerà lo scenario degli adempimenti connessi con la misura.

Più nel dettaglio, con la richiamata delibera,:

- vengono stabilite le modalità per riconoscere le agevolazioni: a decorrere dal 1° gennaio 2024 alle imprese energivore sono applicate aliquote ridotte della componente A_{SOS} , differenziate sulla base dell'appartenenza o meno ai settori ad alto rischio o a rischio di rilocalizzazione delle attività per gli alti costi dell'energia elettrica (è prevista anche una clausola di salvaguardia per imprese che hanno già beneficiato delle agevolazioni negli anni 2022 e 2023, ma in tal caso lo sconto si riduce progressivamente fino ad azzerarsi dal 2029, salvo particolari ipotesi di utilizzo di energia rinnovabile e autoconsumo). Lo sconto è applicato alla componente A_{SOS} , aggiornata trimestralmente, al netto dell'elemento AE_{SOS} , non applicato agli energivori. Le imprese energivore possono richiedere alla CSEA, in luogo dell'applicazione della componente A_{SOS} ridotta, il pagamento diretto del contributo minimo dovuto, determinato in termini di percentuale del valore medio del valore aggiunto lordo a prezzi di mercato al netto di eventuali imposte indirette e degli eventuali sussidi (VAL), calcolato in maniera differenziata in base alla propria classe di appartenenza. In tal caso il pagamento è effettuato con versamento diretto a CSEA in due rate annuali;

- vengono stabilite le modalità di costituzione degli elenchi delle imprese energivore e le relative disposizioni per la CSEA: a partire dall'anno di competenza 2024, la CSEA predispone annualmente e aggiorna l'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica; in particolare la CSEA rende disponibile il Portale per la raccolta delle dichiarazioni annuali attestanti la titolarità dei requisiti delle suddette imprese per le verifiche necessarie alla costituzione degli elenchi e all'assegnazione delle classi di agevolazione. Sono impartite disposizioni specifiche in merito: all'apertura del Portale (in sessione ordinaria entro il 15 ottobre, in sessione suppletiva entro il 1° marzo); ai termini per le imprese per il rilascio della dichiarazione per la competenza pena il decadimento del diritto al riconoscimento (45 giorni dall'apertura in sessione ordinaria, 30 giorni dall'apertura nella sessione suppletiva); alla pubblicazione degli elenchi, alla relativa struttura (tipologia di agevolazione richiesta, classe di agevolazione provvisoria o definitiva, data di decorrenza della classe attribuita, controlli necessari, ecc.) e al loro aggiornamento;
- sono inoltre specificate le informazioni che devono essere contenute nelle dichiarazioni raccolte attraverso il Portale (i dati di prelievo di energia elettrica dei punti di prelievo (PoD) nella titolarità della propria partita IVA in relazione all'annualità n-2 rispetto all'anno n di agevolazione, dati per il calcolo del VAL, codice ATECO, attestazione che l'impresa adotta le misure per l'uso efficiente dell'energia e dichiara di essere titolare di una diagnosi energetica in corso di validità). Sono altresì impartite specifiche disposizioni per le imprese di recente costituzione;
- come previsto dal DL n. 131/2023, in base alle nuove norme europee, l'impresa a forte consumo di energia elettrica che accede alle agevolazioni è tenuta a dare attuazione alle cosiddette "green conditionalities", ovvero attuare le misure di efficientamento energetico proposte in diagnosi con tempo di ritorno inferiore ai tre anni e il cui costo non ecceda l'agevolazione;
- vengono stabilite le modalità di pagamento diretto della contribuzione minima richiesta alle imprese energivore: l'attività di esazione delle contribuzioni dovute, per l'anno di competenza n, per le imprese che hanno richiesto il pagamento diretto del contributo minimo dovuto determinato in termini di percentuale del VAL, valorizzato in base alla propria classe di appartenenza, è effettuata dalla CSEA in acconto nel corso dell'anno n e a conguaglio nell'anno n+1. CSEA, prima dell'esazione della contribuzione dovuta, ovvero all'atto di pubblicazione sul Portale, determina gli importi dovuti come valore massimo tra VAL per classe di appartenenza e 0,50 euro/MWh*prelievo (c.d.: *floor*) dell'anno precedente (prelievo rinvenibile dalla dichiarazione presentata dall'impresa verificata da CSEA con i dati ufficiali disponibili nel SII);
- entro il 31 maggio dell'anno n, la CSEA pubblica sul Portale tramite l'account di ciascuna impresa l'importo delle due rate uguali da versare in acconto (entro il 30 giugno e 31 dicembre dell'anno) e comunica alle medesime imprese, a mezzo PEC, le modalità e le tempistiche di versamento delle rate. Le tempistiche di versamento delle rate di acconto prevedono una scadenza di pagamento che non può essere inferiore a 130 giorni dalla data di pubblicazione da parte del SII del primo elenco in cui compare l'attribuzione della classe di agevolazione all'impresa interessata, per ciascun anno di competenza. Il versamento delle suddette rate a CSEA è condizione necessaria per l'inserimento ed il mantenimento dell'impresa nell'elenco delle imprese energivore beneficiarie delle agevolazioni;
- entro il 31 maggio dell'anno n+1 CSEA verifica i dati di prelievo dell'anno di competenza n di tutte le imprese aventi medesima classe di agevolazione e individua l'opzione più vantaggiosa (fra metodologia con pagamento A_{505} ridotta o metodologia con contribuzione calcolata in percentuale sul VAL) per l'impresa procedendo al calcolo dell'importo definitivo della contribuzione dovuta e conguagliando di conseguenza l'impresa con segno positivo o negativo. Entro il 31 maggio dell'anno n+1, la CSEA pubblica sul Portale, tramite l'account di ciascuna impresa, il valore definitivo della contribuzione da pagare per l'anno n, sulla base

del valore minimo come sopra calcolato, e comunica alle medesime imprese, tramite PEC, le modalità e la tempistica dell'eventuale conguaglio, da effettuare entro il 30 giugno dell'anno n+1;

- vengono stabilite le disposizioni per il SII, per le imprese distributrici e per i gestori di SDC e ASSPC: in particolare le imprese distributrici e i gestori di SDC e ASSPC provvedono ad applicare i livelli della componente A_{SOS} associati dal SII ai singoli PoD, nella prima fattura utile successiva alla messa a disposizione delle informazioni nel SII e ove necessario, provvedono al conguaglio della componente A_{SOS} tenendo conto della data di inizio validità. Entro il 30 giugno di ciascun anno, le imprese distributrici e i gestori di SDC e ASSPC trasmettono alla CSEA l'elenco dei punti di prelievo in bassa, media, alta e altissima tensione nella titolarità delle imprese a forte consumo di energia elettrica censite, secondo le modalità predisposte dalla medesima CSEA;
- vengono stabilite ulteriori disposizioni transitorie e specifiche per il 2024 tra cui si evidenzia che:
 - il primo elenco delle imprese energivore è pubblicato in data 18 gennaio 2024;
 - il Portale viene aperto per la sessione suppletiva non prima del 1° febbraio 2024 e comunque successivamente all'emanazione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui all'art. 3, comma 11, del DL n. 131/2023. Le imprese che accedono al Portale rilasciano la dichiarazione per la competenza dell'anno 2024 entro e non oltre il termine perentorio di 30 giorni dall'apertura del Portale;
 - nel caso in cui siano riscontrate irregolarità o significative discordanze nei controlli, CSEA sospende l'inserimento nell'elenco dei soggetti interessati, richiedendo chiarimenti ai medesimi soggetti, e, qualora necessario, avvia una fase di approfondimento istruttorio. L'inserimento nell'elenco e, di conseguenza, l'assegnazione della relativa classe di agevolazione, può avvenire solo a valle di risultati positivi dei suddetti approfondimenti e/o soccorsi istruttori;
 - la prima rata di contribuzione, da versare in acconto alla CSEA entro il 30 giugno 2024, da parte delle imprese che richiedono il pagamento della contribuzione calcolata in percentuale sul VAL è pari al 40% del livello minimo di contribuzione previsto (invece che il 50%); corrispondentemente, la seconda rata è del 60%, da versare entro il 31 dicembre 2024;
 - per la competenza 2024, le imprese che non hanno superato i controlli e necessitano di approfondimenti istruttori sono assegnate in elenco in una classe provvisoria con temporaneo annullamento dell'agevolazione, fino al perfezionamento della dichiarazione quando dette imprese saranno assegnate alla corrispondente classe idonea dell'elenco.

Si rammenta infine che la delibera 27 dicembre 2023, 619/2023/R/eel, prevede la possibilità, per le imprese energivore che hanno presentato alla CSEA nel mese di dicembre 2023 la dichiarazione per l'ottenimento delle agevolazioni, di poter rinunciare una volta noto il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica con il quale si perfezionerà lo scenario degli adempimenti connessi alla misura.

Regolamenti europei e Piani comunitari di sviluppo della rete

Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica per l'anno 2023 prevede una spesa complessiva sull'orizzonte di riferimento 2023-2032 di circa 21 miliardi di euro (+17% rispetto al precedente Piano di sviluppo 2021 da 18 miliardi di euro).

In aggiunta agli interventi già previsti dal Piano di sviluppo 2021, il Piano di sviluppo 2023 prevede investimenti in diversi progetti innovativi all'interno del progetto *Hypergrid*, pari a circa 11 miliardi di euro, che dovrebbero consentire l'incremento di circa 15 GW di capacità di trasporto tra le zone di rete. In particolare, il progetto *Hypergrid* è finalizzato a sfruttare le tecnologie della trasmissione in corrente continua (HVDC) per aumentare significativamente la capacità di trasporto con un impatto limitato sul territorio (e sulle conseguenti criticità autorizzative) al fine di perseguire gli obiettivi di transizione e sicurezza energetica. Si tratta di un'imponente operazione di ammodernamento di elettrodotti già esistenti, accompagnata da nuovi collegamenti sottomarini a 500 kV.

Il gestore della rete di trasmissione nazionale ha presentato istanza di valutazione a due fasi per ampia parte della rete *Hypergrid* (quattro su cinque dorsali), sulla base dell'approccio introdotto con la delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel (dettagliata anche nel seguito nel testo) che, al fine di consentire flessibilità nelle scelte di investimento, prevede una prima fase in cui sono approvate unicamente le spese di sviluppo del progetto, e una fase successiva di approvazione tariffaria delle spese di realizzazione dello stesso.

In data 7 agosto 2023, l'Autorità ha avviato la consultazione pubblica del Piano di sviluppo della rete di trasmissione elettrica per l'anno 2023, rendendo disponibili i documenti relativi allo schema di Piano 2023 e gli ulteriori documenti di accompagnamento, nonché l'istanza di valutazione a due fasi del progetto *Hypergrid*.

Nell'ambito di tale consultazione, conclusasi in data 16 ottobre 2023, è stata organizzata a Milano, dal gestore della rete di trasmissione, su mandato dell'Autorità, una sessione pubblica finalizzata alla presentazione e approfondimento di specifici aspetti del Piano e di risposta ai quesiti presentati dai soggetti interessati, svoltasi il 2 ottobre 2023.

Conformità del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale con il Piano di sviluppo dell'Unione

Ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, l'Autorità ha il compito di valutare se il Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale sia coerente, oltre che con i fabbisogni individuati nel corso della procedura di consultazione pubblica, anche con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (*Ten Year Network Development Plan – TYNDP*).

Durante il 2023, questa attività dell'Autorità di verifica della coerenza è stata condotta in funzione dell'analoga attività di ACER, che si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione ACER 04/2023 del 4 aprile 2023 sui progetti nel TYNDP e dei Piani elettrici nazionali.

In particolare, riguardo ai progetti italiani, sono stati segnalate fra gli elementi più significativi:

- l'assenza nel TYNDP 2022 dell'HVDC Italia-Francia, per cui era previsto il completamento nel 2023;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto Italia-Svizzera, c.d. progetto del S. Giacomo, che era presente in precedenti Piani di sviluppo italiani ma assente nel Piano di sviluppo 2023;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto di nuova interconnessione Dobbiaco-Austria;
- l'assenza nel TYNDP 2022 della stazione di Volpago, che in precedenti Piani era stata indicata avente impatto sulle capacità di trasporto;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del nuovo progetto Regoledo (IT)-Svizzera; per questo progetto è espressamente richiesta l'inclusione a modifica del TYNDP;
- l'assenza nel TYNDP 2022 del progetto di incremento tensione della linea Nava (IT)- S.Dalmas (FR);
- l'opportunità di presentare il progetto TYNDP Codice 150 (Italia-Slovenia) come *cluster* di due interventi, uno relativo ad attività di breve-medio termine, inclusa la potenziale installazione di un *Phase Shifting Transformer*, e uno relativo al possibile collegamento HVDC Salgareda (IT)-Bericevo (SI);
- la necessità di rettificare la data attesa di entrata in esercizio del progetto di secondo polo HVDC Italia-Montenegro (indicata al 2026 nel TYNDP 2022), visto che il progetto è "in valutazione", cioè senza attività realizzative nell'orizzonte del Piano di sviluppo italiano;
- numerose differenze su alcuni progetti, riguardanti per esempio le caratteristiche tecniche, l'anno atteso di entrata in esercizio, l'avanzamento del progetto, i costi di investimento attesi.

Infine, l'Autorità ha segnalato il proprio disaccordo con tutti i calcoli dei benefici attesi per i progetti TYNDP 2022 che riguardano l'Italia, in ragione delle ipotesi non realistiche riguardanti gli scenari di piano.

Aggiornamento dei requisiti minimi per il piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Con la delibera 24 gennaio 2023, 15/2023/R/eel, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni e i requisiti minimi fissati (cfr. delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel) per la consultazione e la predisposizione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Le modifiche introdotte hanno riguardato principalmente:

- l'introduzione, in via sperimentale, di un approccio a due fasi per l'approvazione dei progetti prioritari al raggiungimento degli obiettivi della transizione energetica: una prima fase, finalizzata a una valutazione dell'Autorità sulla "linea di sviluppo dell'intervento", nonché a riconoscere le spese (efficienti) preliminari sostenute da Terna per la definizione del progetto e la relativa procedura autorizzativa; e una seconda fase, funzionale a fornire il parere alla realizzazione finale del progetto e al riconoscimento delle relative spese di investimento, qualora effettivamente confermata l'esigenza a cui il progetto risponde;
- l'introduzione di un rapporto di monitoraggio dell'avanzamento degli interventi, che – ad esclusione della prima edizione, per cui è stata disposta una scadenza differente per tenere conto della novità del processo

di predisposizione – il gestore della rete di trasmissione dovrà predisporre entro il 28 febbraio degli anni pari (anni “senza” il Piano di sviluppo), con riferimento all'avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente;

- un maggiore collegamento tra le attività di identificazione delle capacità di trasporto obiettivo e gli interventi di sviluppo pianificati;
- l'aggiornamento di alcuni aspetti puntuali e applicativi dei requisiti per i Piani di sviluppo e delle analisi costi-benefici (ACB), anche per un allineamento con gli sviluppi regolatori sia in sede europea sia in ambito nazionale.

In relazione a quest'ultimo punto, si segnala che le integrazioni hanno riguardato principalmente:

- l'aggiornamento della soglia di investimento sopra la quale applicare l'ACB: 25 milioni di euro per interventi costituiti principalmente da uno o più nuovi elementi di rete; 50 milioni di euro per razionalizzazioni e riassetti di rete;
- l'ulteriore esplicitazione della previsione di attualizzazione dei benefici e dei costi all'anno di predisposizione del Piano di sviluppo;
- l'introduzione di due nuovi sotto-indicatori: beneficio B1.b, relativamente alla riduzione dei costi di esercizio della generazione nel caso di nuove interconnessioni con sistemi isolati; beneficio B5.s, relativamente alla riduzione di *overgeneration* di sistema in esito al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) in assenza di *double counting* con altri benefici.

Aggiornamento dell'ambito della rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica

Con l'atto 5 dicembre 2023, 575/2023/R/eel, l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito all'inclusione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale di 23 elementi di rete nella titolarità di vari soggetti fra cui Acciaieria Arvedi, Enel Produzione, Edison, e-distribuzione, mentre per 3 elementi di rete nella titolarità di Enipower, Enel Produzione ed Enel Green Power, oggetto di relativa istanza da parte di Terna, non è stato espresso parere favorevole.

Fra i 23 elementi suddetti, è stato espresso parere favorevole in merito alla formalizzazione nell'ambito della rete di trasmissione nazionale di elementi di rete di 5 produttori che, in quanto “impianti di rete per la connessione”, sono considerati intrinsecamente parte della rete di trasmissione nazionale in conseguenza della regolazione vigente e del Codice di rete, ma per cui era rimasta pendente la relativa formalizzazione.

Il processo di selezione dei progetti di interesse comune e di mutuo interesse

L'Autorità ha partecipato, con una propria valutazione conclusa ad aprile 2023, al processo di selezione della prima lista dei progetti di interesse comune (PIC) e dei progetti di mutuo interesse (PMI) del nuovo regolamento TEN-E (regolamento (UE) 869/2022, c.d. nuovo regolamento “infrastrutture” *Trans-European Networks for Energy* TEN-E), nell'ambito dei gruppi regionali previsti dal regolamento medesimo.

Il nuovo regolamento TEN-E (allegato III.2, paragrafo 8) attribuisce alle Autorità – per i progetti che rientrano nelle loro competenze – i seguenti compiti:

- la valutazione di coerenza nell'applicazione dei criteri TEN-E;
- la valutazione di coerenza nell'applicazione dell'analisi costi-benefici;
- la valutazione della rilevanza transfrontaliera.

Il 28 novembre 2023, la Commissione europea ha pubblicato la sesta lista dei PIC e PMI per l'adozione (nella primavera 2024) da parte di Consiglio e Parlamento.

Per l'Italia, con riferimento al settore della trasmissione elettrica, risultano individuati i seguenti progetti (tre PIC e un PMI):

- Interconnessione fra Italia continentale, Corsica (FR) e Sardegna (IT) (attualmente denominata "SACOI 3");
- Interconnettore fra Würmlach (AT) e Somplago (IT);
- Interconnettore fra Lienz (AT) e il Veneto (IT);
- Interconnessione fra la Sicilia (IT) e la Tunisia (TN) (attualmente denominata "ELMED").

Tutela dell'ambiente e innovazione

Iniziative a sostegno della transizione energetica

Attuazione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 14 luglio 2023, n. 224, in materia di garanzie di origine

Il decreto ministeriale 14 luglio 2023, n. 224, in attuazione delle disposizioni previste dall'art. 46 del decreto legislativo n. 199/2021 in materia di garanzie di origine (GO), ha definito:

- le modalità di emissione, trasferimento, riconoscimento e annullamento delle GO della produzione di energia da fonti rinnovabili riferite ai vettori energetici: i) energia elettrica; ii) gas, incluso il biometano; iii) idrogeno; iv) energia termica e/o frigorifera;
- le modalità di utilizzo delle GO da parte dei fornitori di energia nell'ambito dei contratti conclusi con riferimento al consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili;
- le modalità con le quali è verificata la precisione, l'affidabilità e l'autenticità delle GO emesse da altri Stati membri;
- le modalità per l'utilizzo dei proventi derivanti dalla vendita, da parte del GSE, delle GO nella propria disponibilità;
- i criteri e le modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita (*Fuel Mix Disclosure*), nonché sull'impatto ambientale della produzione.

Inoltre, il medesimo DM n. 224/2023:

- relativamente al settore elettrico, rimanda, con riferimento ad alcune disposizioni specifiche, a quanto già previsto e/o definito, in materia di regolazione della trasparenza dei contratti di vendita di energia elettrica rinnovabile, dalla delibera 28 luglio 2011, ARG/elt 104/11 e prevede disposizioni normative che comportano la modifica diretta della medesima delibera ARG/elt 104/11;

- con riferimento al settore elettrico, prevede disposizioni normative che hanno impatti diretti sul Codice di condotta commerciale e sulla Bolletta 2.0;
- prevede che il GSE acquisisca i dati di misura per l'emissione delle GO per la produzione di energia elettrica e di energia termica e/o frigorifera da fonti rinnovabili, definendo le relative modalità da sottoporre all'approvazione dell'Autorità.

La delibera ARG/elt 104/11 definisce:

- strumenti per la promozione della trasparenza dei contratti di vendita di energia rinnovabile per garantire che la medesima energia elettrica non sia inclusa in più offerte di vendita;
- ulteriori strumenti per la promozione della trasparenza al fine di consentire ai clienti finali di scegliere tra le diverse offerte disponibili.

Considerando quanto precedentemente descritto, l'Autorità, con la delibera 31 ottobre 2023, 496/2023/R/com, ha:

- aggiornato, con effetto a decorrere dal 1° gennaio 2024 (le disposizioni normative previste dal DM n. 224/2023 e per le parti di competenza dell'Autorità ai sensi della delibera 496/2023/R/com hanno effetto a decorrere dal 1° gennaio 2024), i provvedimenti dell'Autorità in materia di GO, contratti di vendita di energia rinnovabile e *fuel mix disclosure* afferenti al settore elettrico e, in particolare, sono stati modificati e integrati:
 - la delibera ARG/elt 104/11 per le parti attinenti ai contratti di vendita di energia rinnovabile;
 - il Codice di condotta commerciale con riferimento alle modalità di diffusione dell'informazione relativa ai contratti di vendita di energia elettrica e delle informazioni preliminari alla conclusione dei medesimi contratti;
 - la Bolletta 2.0 con riferimento alle informazioni da riportare nei documenti di fatturazione inerenti alla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita e all'impatto ambientale della produzione;
- rinviato a successivi provvedimenti dell'Autorità, previa consultazione degli *stakeholder* interessati, le ulteriori disposizioni regolatorie finalizzate all'attuazione di quanto previsto dal DM n. 224/2023 e non di immediata attuazione del medesimo decreto ministeriale;
- verificato positivamente le "Modalità di acquisizione dei dati di misura per l'emissione delle garanzie di origine per la produzione di energia elettrica e di energia termica e/o frigorifera da fonti rinnovabili" trasmesse dal GSE all'Autorità nel mese di ottobre 2023;
- disposto, nel caso si rendessero necessarie ulteriori modifiche o integrazioni alle "Modalità di acquisizione dei dati di misura per l'emissione delle garanzie di origine per la produzione di energia elettrica e di energia termica e/o frigorifera da fonti rinnovabili" o alle "Procedure concorrenziali per l'assegnazione delle garanzie di origine nella disponibilità del GSE" predisposte dal GSE o al "Regolamento di funzionamento del mercato organizzato e della piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine" predisposto dal GME, che:
 - il GSE e il GME procedano autonomamente alla pubblicazione dei rispettivi documenti aggiornati, previa informativa all'Autorità, qualora le modifiche e/o integrazioni apportate derivino da disposizioni normative e/o regolatorie vincolanti;
 - il GSE e il GME, nel caso di modifiche e/o integrazioni diverse da quelle di cui al precedente alinea (ivi incluse le modifiche di cui all'art. 5, comma 3, del DM n. 224/2023 relative alla definizione delle regole di funzionamento della bacheca informatica), trasmettano all'Autorità le proposte di modifica alla documentazione di propria competenza, ai fini della verifica;

- la verifica di cui al precedente alinea sia demandata al Direttore della Direzione Mercati Energia e al Direttore della Direzione Investimenti e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, ciascuno per le disposizioni di propria competenza.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi

Anche sulla base degli esiti della ricognizione effettuata alla fine dell'anno 2022 inerenti a quadro di riferimento e scenari nei quali si inserirà la progressiva decarbonizzazione dei consumi, tramite pubblicazione del documento di consultazione 449/2022/R/eel, a novembre 2023 l'Autorità ha pubblicato un secondo documento di consultazione, 540/2023/R/eel, mirato a presentare le proposte di nuove Iniziative regolatorie a supporto delle trasformazioni attese nel sistema energetico nazionale.

Prima di presentare le proposte, il documento definisce obiettivi e vincoli dell'azione regolatoria, evidenziando come questi siano fortemente condizionati dal quadro normativo nel quale si opera (in modo particolare, ma non esclusivo, dalle disposizioni del decreto legislativo n. 199/2021 e del Regolamento europeo AFIR⁵). Principali obiettivi sono:

- A) assicurare lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche ed evitare inefficienze sistemiche di lungo termine;
- B) rimuovere eventuali ostacoli di natura regolatoria ad un'eletrificazione dei consumi mirata alla decarbonizzazione.

Con l'intento di chiarire il significato dell'obiettivo A, il documento si sofferma nel descrivere il rischio che uno sviluppo non razionale delle infrastrutture per l'eletrificazione dei consumi (pompe di calore, *cold ironing*⁶ portuale e stazioni di ricarica dei veicoli elettrici, sia in luoghi privati sia in luoghi accessibili al pubblico) possa indurre investimenti inefficienti per l'estensione e il potenziamento delle reti elettriche (soprattutto di distribuzione) con cui tali stazioni vengono connesse: tali inefficienze sarebbero ad esempio visibili in un alto numero di nuovi punti di connessione (PoD), caratterizzati da potenze disponibili medio-alte e da fattori di utilizzo elettrici⁷ molto bassi (stimabili tra il 4% e l'11%, a fronte di valori medi dei PoD esistenti di pari potenza compresi tra il 25% e il 45%).

Al fine di contrastare tali rischi, il documento illustra quali si ritiene siano i principali aspetti che, combinati tra loro, influenzano l'efficienza complessiva di utilizzo delle reti elettriche:

- l'efficienza energetica del carico (infrastruttura o apparecchio connessi alla rete elettrica);
- il fattore di utilizzo elettrico (FUE) della connessione;
- la distribuzione dei prelievi di elettricità nelle ore della giornata o nei giorni della settimana;
- la capacità di integrazione tra infrastrutture di eletrificazione e generazione locale anche in autoconsumo;
- l'effettiva capacità dei carichi di offrire alla rete servizi di flessibilità;
- la localizzazione dei carichi e, conseguentemente, dei punti di connessione.

5 Regolamento (UE) 1804/2023 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, che abroga la direttiva 2014/94/UE.

6 Con il termine "*cold ironing*" ci si riferisce alle infrastrutture elettriche installate sulle banchine portuali per soddisfare i fabbisogni elettrici delle navi durante le soste in porto.

7 Il fattore di utilizzo elettrico (o FUE) è definito come il rapporto tra l'energia prelevata (kWh) e la potenza disponibile (kW), in percentuale annua.

Nella seguente tavola 3.11 vengono schematizzate le principali proposte di sviluppo della regolazione, tese al perseguimento dell'obiettivo B.

TAV. 3.11 *Proposte formulate nel documento 540/2023/R/eel*

RICARICA IN LUOGHI ACCESSIBILI AL PUBBLICO	
Codice	Descrizione
RPubb-1	Per 2024-2025: proroga dell'attuale tipologia contrattuale BTVE dedicata alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico (in termini di requisiti, struttura tariffaria e modalità di calcolo)
	Da 2025-2026: integrazione dei requisiti di accesso alla BTVE (per garantire un uso più efficiente delle reti) e introduzione di una struttura tariffaria bioraria o trioraria
RICARICA IN LUOGHI NON ACCESSIBILI AL PUBBLICO	
Codice	Descrizione
RPriv-1	Sperimentazione 541/2020/R/eel: riapertura della possibilità di aderire nel corso del 2024 e rivalutazione per il seguito, in base agli sviluppi tecnologici e di mercato
Tipo-1	Introduzione di una nuova tipologia contrattuale dedicata ai PoD realizzati nelle pertinenze dell'abitazione principale
Tipo-2	Introduzione di migliorie nella definizione delle tipologie contrattuali domestica (limitandone l'accesso alle persone fisiche e a impegni di potenza non superiori a 15 kW) e BTAU
ALTRE APPLICAZIONI	
Codice	Descrizione
RPriv-2	Da 2025-2026: introduzione di una nuova tipologia contrattuale con struttura tariffaria bioraria in potenza (la cui applicazione ad un PoD sarebbe alternativa rispetto alla partecipazione ai mercati della flessibilità)

Fonte: ARERA.

Il 29 dicembre 2023 l'Autorità ha adottato la delibera 634/2023/R/eel, primo provvedimento frutto della consultazione 540/2023/R/eel, con la quale ha disposto di:

- prorogare fino al 31 dicembre 2025 l'applicazione dei criteri sperimentali di gestione dei misuratori elettronici installati presso i punti di prelievo che hanno già aderito alla sperimentazione 541/2020/R/eel e, dal 15 febbraio al 31 dicembre 2024, riaprire i termini per l'adesione di nuovi clienti;
- dare mandato al Direttore della Divisione Energia per costituire e coordinare tavoli tecnici, che coinvolgano i principali portatori di interesse nei settori della distribuzione e vendita di energia elettrica nonché della mobilità elettrica, a cui affidare la valutazione approfondita degli aspetti applicativi funzionali all'evoluzione sia delle discipline tariffarie sia delle iniziative sperimentali già avviate o a ulteriori iniziative tra quelle già oggetto di consultazione.

Relativamente alla disciplina tariffaria applicabile ai punti di prelievo dedicati esclusivamente alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, la delibera 616/2023/R/eel ha prorogato la tipologia contrattuale BTVE nella sua forma attuale, ma la già citata delibera 28 dicembre 2023, 634/2023/R/eel, ha ritenuto di prevedere che, con successivo provvedimento, vengano introdotti aggiornamenti nella definizione di tale tipologia contrattuale e nelle strutture tariffarie applicabili ai punti di prelievo che ad essa afferiscono, nonché che tali aggiornamenti entrino in vigore gradualmente nel corso dell'anno 2025 e possano risultare pienamente attuative dal 1° gennaio 2026.

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico

Come illustrato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con la delibera 541/2020/R/eel l'Autorità ha promosso, tra il 2021 e il 2023, un'iniziativa sperimentale tesa a favorire la ricarica privata di veicoli elettrici, rendendo gratuitamente disponibile una potenza di 6 kW, nelle fasce orarie serali e festive, anche a coloro che abbiano potenze contrattualmente impegnate inferiori (fino a 4,5 kW), purché dimostrino di aver installato in casa una "wallbox smart" (cioè un piccolo sistema di ricarica dei veicoli elettrici rispondente ai requisiti minimi di connettività bidirezionale alla rete internet specificati nella delibera).

Sulla base dei dati e delle informazioni rese note dalla società GSE, incaricata della gestione operativa della sperimentazione:

- moltissimi costruttori di dispositivi per la ricarica di veicoli elettrici hanno dimostrato interesse, registrando i propri prodotti nel catalogo dei dispositivi "smart" messo a disposizione online sul sito del GSE, che è arrivato a censire alcune centinaia di modelli;
- la spesa aggiuntiva legata ai requisiti *smart* risulta molto modesta, poiché il costo medio rilevato dal GSE per l'installazione di questo tipo di dispositivi appare del tutto confrontabile con quello tipicamente necessario per l'installazione di un dispositivo ordinario;
- malgrado quest'ampia scelta di dispositivi *smart* sul mercato, solo poco più di 2.000 automobilisti elettrici hanno formulato richiesta di adesione a tale sperimentazione, nel corso dei 24 mesi intercorsi tra il 2 maggio 2021 e il 30 aprile 2023 (ultime data utile per l'adesione); si tratta di un numero inferiore allo 0,5% del numero di veicoli elettrici (BEV o PHEV) circolanti a inizio 2023.

Tra le ragioni alla base di una tale ridotta adesione alla sperimentazione si possono menzionare almeno le seguenti:

- insufficiente fiducia maturata dai clienti nell'utilità di installare una *wallbox* per garantire una ricarica del proprio veicolo sicura, potente ed efficiente;
- in alcuni casi, *wallbox* non *smart* già installata e costo eccessivo per la sostituzione con modello *smart*;
- difficoltà, dichiarata da diversi clienti, di disporre della dichiarazione di conformità dell'impianto elettrico, rilasciata da un installatore professionale a seguito del collaudo del dispositivo di ricarica;
- possibile insufficiente attività di comunicazione tesa a rendere nota la disponibilità di tale sperimentazione.

Sperimentazioni per servizi ancillari globali

I progetti pilota relativi alla fornitura di servizi ancillari globali da parte di risorse diffuse iniziate negli anni scorsi, di cui alla delibera 300/2017/R/eel, proseguiranno secondo le modalità previste per ciascuno di essi e si esauriranno con l'entrata in vigore del Testo integrato per il dispacciamento elettrico (TIDE), come sopra richiamato, ossia dal 1° gennaio 2025. È fatta eccezione per il progetto pilota relativo all'approvvigionamento del servizio di riserva ultrarapida che perdurerà fino a scadenza dei contratti a termine già approvvigionati. Dal 2025 le risorse rientranti nelle UVAM dovranno presentare nuovamente la richiesta di abilitazione secondo i nuovi aggregati (UVAN e UVAZ) di cui al TIDE.

I progetti pilota proseguono, comunque, nel loro percorso di continuo aggiornamento e evoluzione. Con la delibera 3 agosto 2023, 366/2023/R/eel, sono state approvate alcune modifiche al progetto pilota UVAM relativa alla determinazione del fabbisogno, al prezzo *strike* cui le UVAM selezionate a termine devono presentare le offerte sul mercato dei servizi, sulle modalità di verifica dell'obbligo di offerta e sui requisiti di affidabilità delle UVAM stesse. Con la delibera 24 ottobre 2023, 484/2023/R/eel, sono state approvate le modalità di coordinamento dinamico fra Terna e le imprese distributrici per la gestione della fornitura dei servizi ancillari globali da parte delle risorse connesse con le reti di distribuzione: è introdotta una logica a semaforo con la quale il DSO può inibire, del tutto o in parte, le movimentazioni delle risorse connesse con la propria rete in caso di criticità dell'esercizio della rete locale. Le nuove modalità sono già compatibili con le disposizioni in materia già previste nel TIDE e, di fatto, ne costituiscono una sperimentazione anticipata che consentirà di testarne l'efficacia.

Sperimentazioni per servizi ancillari locali

Con la delibera 3 agosto 2021, 352/2021/R/eel, l'Autorità ha avviato una sperimentazione relativa all'approvvigionamento da parte delle imprese distributrici di servizi di flessibilità offerti dalle risorse connesse con le reti di distribuzione, da attuarsi tramite progetti pilota proposti direttamente dalle imprese distributrici e sottoposti all'approvazione dell'Autorità. Le imprese distributrici, nella redazione dei progetti, sono invitate a coordinarsi fra loro, al fine di adottare regole il più possibile armonizzate per lo stesso tipo di servizio, e con Terna, al fine di evitare che una risorsa fornisca la stessa modulazione sia per i servizi ancillari globali sia per i servizi ancillari locali.

Nel 2023 sono stati presentati all'Autorità due progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali:

- e-distribuzione ha presentato il progetto Edge che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo della piattaforma terza Piclo già utilizzata con successo per gli stessi scopi nel mercato britannico;
- Areti ha presentato il progetto RomeFlex che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo della piattaforma terza Mercato locale per la flessibilità (MLF) appositamente predisposta da GME come strumento aperto alla partecipazione di tutte le imprese distributrici interessate.

Entrambi i progetti partono con la selezione delle offerte tramite contratti a termine di durata variabile e finalizzati ad assicurare la disponibilità delle risorse di flessibilità in un certo numero di ore predefinito nell'arco del giorno. La remunerazione avviene tramite un prezzo di disponibilità in €/MW/anno correlato all'effettiva disponibilità richiesta alla risorsa e tramite un prezzo di utilizzo in €/MWh legato all'effettiva movimentazione attivata dall'impresa distributtrice.

Il progetto RomeFlex prevede anche una fase successiva in cui abbinare alla selezione a termine un mercato a pronti in cui l'impresa distributtrice può selezionare tramite meccanismi di mercato (e non con attivazione diretta come nella prima fase del progetto o come avviene nel progetto Edge) le risorse da attivare in tempo reale, in funzione del costo offerto dalle stesse. Le risorse contrattualizzate a termine hanno l'obbligo di offrire su tale mercato a un prezzo non superiore al prezzo di utilizzo indicato in fase di selezione a termine; al mercato possono partecipare anche risorse non inizialmente contrattualizzate a termine.

L'Autorità ha approvato il progetto Edge con la delibera 3 agosto 2023, 365/2023/R/eel, e il progetto RomeFlex con la delibera 3 agosto 2023, 372/2023/R/eel. Con quest'ultimo provvedimento sono stati altresì approvati il regolamento della piattaforma MLF predisposto da GME e la bozza di convenzione tipo fra GME e DSO. Infine, con la delibera 26 settembre 2023, 420/2023/R/eel, l'Autorità ha approvato i corrispettivi proposti da GME per la partecipazione dei BSP e dei DSO alla piattaforma MLF.



CAPITOLO

4



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL GAS NATURALE**

SETTORIALE

Regolazione delle reti e del sistema gas

Servizi di bilanciamento

Disciplina del *settlement*

Nel 2022, accertata la sovrastima dei prelievi provvisori invernali del bilancio di trasporto rispetto a quelli effettivi, l'Autorità è intervenuta in tema di *settlement* gas dando mandato al Responsabile del bilanciamento di tenere conto di una stima della riduzione dei prelievi attesi presso i *city gate* e della loro compensazione nell'ambito dell'art. 16 del TISG. Pertanto, con la delibera 12 gennaio 2023, 4/2023/R/gas, è stato comunicato a Snam Rete Gas, in qualità di RdB, il nulla osta, per quanto di competenza, a procedere all'applicazione della procedura predisposta ai fini dell'applicazione di quanto soprarichiamato. Inoltre, è stato prorogato fino al 31 gennaio 2023 il termine di cui al punto 1 della delibera 29 dicembre 2022, 745/2022/R/gas, ossia, in deroga a quanto disciplinato dalla delibera 14 giugno 2012, 249/2012/R/gas, la sospensione temporanea dei procedimenti di interruzione della fornitura per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto del gas naturale, alla luce di quanto stabilito dal comma 25 dell'art. 1 della legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023) e del margine economico esistente.

Con la delibera 21 giugno 2022, 269/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato delle modifiche al comma 14-bis.2 del TIVG, prevedendo l'estensione agli *smart meter* di classe G4 e G6, a partire dal 1° aprile 2023, della frequenza mensile di raccolta della misura già vigente per i calibri maggiori. Con il documento per la consultazione 21 marzo 2023, 114/2023/R/gas, l'Autorità ha, pertanto, presentato i propri orientamenti circa le modalità di gestione del passaggio di trattamento degli *smart meter* gas di classe G4 e G6 da MY (frequenza di rilevazione inferiore alla mensile) a MM (frequenza di rilevazione mensile), ai fini del *settlement*, proponendo l'adozione per i PdR messi in servizio da più di 12 mesi, cui è associato un profilo di prelievo con componente termica e secondo un percorso di adozione graduale con intervallo temporale ottobre 2023-aprile 2024, caratterizzato dalla seguente gradualità:

- a decorrere dal 1° ottobre 2023 per i PdR con CA_{PdR} maggiore di 3000 Smc, come risultante dal calcolo effettuato nel 2023;
- a decorrere dal 1° gennaio 2024 per i PdR con CA_{PdR} minore di 3000 Smc e maggiore di 500 Smc, sempre come risultante dal calcolo effettuato nel 2023;
- a decorrere dal 1° aprile 2024 per i rimanenti PdR con componente termica.

Inoltre, è stato proposto che, a decorrere da gennaio 2024, in presenza di uno *switching* che comporti la variazione dell'UdB, il SII metta a disposizione dell'UdD, ed eventualmente dell'UdB, secondo modalità e tempistiche definite dal SII medesimo, i dati di misura relativi agli ultimi 12 mesi dei PdR dagli stessi serviti sulla base delle relazioni di corrispondenza. Infine, è stato prospettato che siano le imprese di distribuzione ad aggiornare l'informazione del passaggio di trattamento nell'RCU entro i termini utili per la gestione della medesima da parte di UdD e UdB e, comunque, non oltre il 15 del mese antecedente il passaggio di trattamento.

Con la delibera 18 aprile 2023, 170/2023/R/gas, sono state approvate disposizioni volte al superamento di alcune criticità emerse con riferimento:

- a) ai corrispettivi di scostamento, in esito alla sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno 2021;
- b) all'allocazione di prelievi di molto superiori (relativamente a quelli oggetto di profilazione in quanto rilevati con una frequenza inferiore a mensile) a quanto effettivamente prelevato dai clienti finali e, di conseguenza, fatturato dai fornitori.

In particolare, con riferimento alla precedente lettera a) si è ritenuto opportuno prevedere che le istanze di revisione dei corrispettivi di scostamento fossero accolte nella misura in cui erano riconducibili ad errori di allocazione riconoscibili dall'impresa di trasporto; pertanto, con la suddetta delibera è stato comunicato a Snam Rete Gas il nulla osta, per quanto di competenza, a procedere all'applicazione della procedura allegata al provvedimento (allegato A), con riguardo solo ai casi in cui l'allocato totale sul punto di riconsegna della rete di trasporto risultasse superiore alla capacità tecnica del punto medesimo. Con riferimento alla precedente lettera b), l'Autorità ha ritenuto opportuno estendere quanto stabilito dalla delibera 13 dicembre 2022, 688/2022/R/gas, ai periodi compresi tra gennaio-settembre 2022 e aprile-settembre 2023, prevedendo di compensare il netto tra l'importo da ricevere e l'importo da restituire da parte di ciascun utente, considerando anche quanto si sarebbe dovuto eventualmente restituire per il periodo ottobre 2022-marzo 2023 e senza prevedere versamenti dall'utente nel caso in cui tale netto risulti negativo.

Infine, con l'obiettivo di garantire una liquidazione il più possibile tempestiva delle partite determinate in esito alla sessione di aggiustamento 2021, è stato previsto, in deroga a quanto indicato dal TISG, di dare mandato a: (i) CSEA di corrispondere a Snam Rete Gas, in qualità di RdB, entro il 30 aprile 2023, l'importo di 466.045.152,01 euro; (ii) Snam Rete Gas di corrispondere a CSEA, entro il 30 aprile 2023, l'importo di 46.092.273,39 euro.

Con il documento per la consultazione 25 luglio 2023, 351/2023/R/gas, l'Autorità ha illustrato le modifiche e/o le integrazioni al TISG necessarie all'accoglimento di una proposta avanzata in risposta al documento per la consultazione 114/2023/R/gas. Nello specifico, la gran parte dei soggetti che ha preso parte alla consultazione ha sollecitato misure di sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento e dei rischi che il passaggio di trattamento pone in capo agli UdB. Un utente ha formulato al riguardo una proposta di maggior dettaglio che prevede l'estensione ai PdR MM delle modalità di gestione dei PdR MY ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di bilanciamento. Il documento per la consultazione 351/2023/R/gas sviluppa proprio quest'ultima proposta, in quanto ritenuta idonea a risolvere le criticità segnalate dagli utenti e ad agevolare, quindi, il passaggio di trattamento degli *smart meter* gas di classe G4 e G6 da MY (frequenza di rilevazione inferiore alla mensile) a MM (frequenza di rilevazione mensile), consentendo una più tempestiva contabilizzazione dei prelievi misurati già nella sessione di bilanciamento.

Con la delibera 19 settembre 2023, 405/2023/R/gas, sono state approvate disposizioni funzionali alla liquidazione agli utenti delle partite economiche derivanti dalla sessione di aggiustamento relativa all'anno 2022 con riferimento alle compensazioni di cui all'art. 24 del TISG, qualora positive rispetto a quanto già erogato ai sensi della delibera 688/2022/R/gas, come risultanti dalla pubblicazione effettuata da Snam Rete Gas ai sensi del comma 33.2, lettera b), del TISG il 28 settembre 2023, tenendo conto delle richieste di rettifica pervenute entro il giorno 22 settembre; è stato, altresì, dato mandato a Snam Rete Gas di procedere all'eventuale conguaglio delle partite economiche una volta determinati gli esiti definitivi delle procedure di *settlement*, unitamente alla regolarizzazione degli altri corrispettivi di competenza. Inoltre, è stato stabilito che l'RdB comunichi all'Autorità gli importi oggetto di liquidazione entro il 4 ottobre 2023 per i seguiti di competenza nei confronti di

CSEA, nonché la pubblicazione dei documenti contabili ovvero delle informazioni funzionali alla regolazione delle partite economiche nei confronti degli utenti, relative agli importi di cui sopra, entro il 31 ottobre 2023. Infine, con la medesima delibera è stata prevista la non applicazione della delibera 170/2023/R/gas per il periodo gennaio-settembre 2022, in quanto le relative partite sono state ricomprese nella regolazione di cui alla delibera 405/2023/R/gas.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso al servizio di trasporto

Al fine di favorire la conclusione di nuovi contratti sul mercato per i soggetti forniti nell'ambito del servizio di *default* trasporto e con l'obiettivo di limitare il rischio di un incremento del numero degli stessi, con la delibera 7 marzo 2023, 90/2023/R/gas, è stata prevista la proroga al 30 settembre 2023 delle disposizioni approvate con la delibera 13 ottobre 2022, 493/2022/R/gas, ossia:

- la possibilità di richiedere l'estensione mensile (modulazione solo in aumento) delle capacità conferite su tutti i punti di riconsegna della rete di trasporto in relazione a prelievi per i quali, diversamente, si attiverebbe o proseguirebbe il servizio di *default* trasporto;
- per i casi appena richiamati, cioè quelli per i quali si attiverebbe o proseguirebbe il servizio di *default* trasporto, che un nuovo utente possa subentrare con la medesima capacità conferita nel mese precedente, capacità che non potrà essere modulata in diminuzione, ma solo in aumento.

Inoltre, è prevista l'estensione della sospensione disposta con la delibera 21 ottobre 2022, 516/2022/R/gas, circa l'applicazione del comma 5.2 della delibera 24 marzo 2020, 88/2020/R/gas, che stabilisce che il prezzo giornaliero applicato agli utenti della distribuzione, ai fini dell'erogazione del servizio di *default* trasporto attivato per assenza di una relazione di corrispondenza valida, ai sensi della delibera 249/2012/R/gas, sia maggiorato del 10% a decorrere dal primo giorno del terzo mese di erogazione del servizio.

Con la delibera 18 luglio 2023, 319/2023/R/gas, l'Autorità ha previsto una procedura armonizzata di conferimento delle capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano utenze termoelettriche e utenze industriali attraverso l'adozione delle medesime modalità e tempistiche di conferimento, nonché dei medesimi prodotti. A tal fine, ha stabilito:

- l'estensione alle utenze industriali delle tempistiche e modalità di conferimento delle capacità infrannuali (prodotti mensili e giornalieri) già in vigore per le utenze termoelettriche (con decorrenza dal 1° ottobre 2023);
- la possibilità di richiedere conferimenti trimestrali sia per le utenze termoelettriche, sia per quelle industriali entro il 1° gennaio 2024, in ragione delle tempistiche necessarie per l'adeguamento dei sistemi informativi dell'impresa di trasporto propedeutici alla messa a disposizione di un nuovo prodotto;
- un coefficiente moltiplicativo per il prodotto trimestrale delle utenze termoelettriche pari a 1,85 (dando la possibilità ai soggetti interessati di inviare eventuali osservazioni su questo punto entro l'inizio dell'anno termico 2023-2024).

Infine, con la medesima delibera è stata aggiornata la pertinente regolazione, e in particolare:

- la delibera 17 luglio 2002, 137/02 per tener conto dei nuovi conferimenti infrannuali presso i punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano utenze termoelettriche e utenze industriali;
- la delibera 249/2012/R/gas per coordinare le tempistiche di attivazione del servizio di *default trasporto*, nei casi di richiesta di discatura per inadempimento del cliente finale nei punti di riconsegna che alimentano utenze termoelettriche ed utenze industriali, con quelle di richiesta e decorrenza dei conferimenti mensili di capacità.

Con la delibera 3 agosto 2023, 375/2023/R/gas, al fine di mitigare gli impatti finanziari in capo all'impresa maggiore di trasporto derivanti dalla sottoscrizione di piani di rateizzazione di importi connessi all'erogazione del servizio di *default trasporto* con riferimento agli anni termici 2021 - 2022 e 2022 - 2023, in considerazione della loro entità e della situazione di eccezionalità del mercato del gas naturale in cui tali importi sono maturati, l'Autorità ha previsto che: (i) l'impresa maggiore di trasporto, previa specifica istanza a CSEA, dandone comunicazione all'Autorità e trasmettendo la documentazione riepilogativa, possa richiedere mensilmente l'anticipazione degli importi relativi alle rate non ancora scadute, al netto degli interessi applicati; (ii) CSEA provveda ad erogare gli importi di cui al precedente alinea entro il mese successivo a quello di ricevimento dell'istanza utilizzando le disponibilità del Conto oneri per il servizio di *default trasporto* di cui all'art. 6 della delibera 12 settembre 2012, 363/2012/R/gas; (iii) l'impresa maggiore di trasporto versi l'importo di ciascuna rata a CSEA entro il mese successivo a quello di scadenza della medesima rata. Inoltre, è stato previsto di definire con successivo provvedimento, tenendo conto delle disposizioni in materia di interessi di mora contenute nel Codice di rete, le modalità di gestione delle differenze fra gli interessi riconosciuti a CSEA da Snam Rete Gas e quelli applicati da Snam Rete Gas agli utenti.

Con la delibera 7 settembre 2023, 393/2023/R/gas, aderendo a quanto indicato nella comunicazione trasmessa dal Ministero delle imprese e del made in Italy, l'Autorità ha previsto che il servizio di *default trasporto* nei confronti della società Acciaierie d'Italia (AdI) fosse erogato fino al 30 settembre 2023, in deroga al termine di sessanta giorni stabilito dalla delibera 249/2012/R/gas, purché puntualmente rispettati dalla medesima società i pagamenti delle fatture per il servizio usufruito.

Con la delibera 3 ottobre 2023, 444/2023/R/gas, sono stati introdotti ulteriori elementi di flessibilità nell'utilizzo della capacità di trasporto con lo scopo di eliminare le incertezze legate agli effetti derivanti da un'eventuale risoluzione anticipata del contratto di fornitura per inadempienza del cliente finale, anche favorendo la sottoscrizione di contratti di durata inferiore all'anno. In particolare, è stata prevista:

- la possibilità per i clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto, in servizio di *default trasporto* attivo al 1° ottobre 2023, di notificare l'avvenuta conclusione del contratto di fornitura e di richiedere la necessaria capacità di trasporto tramite conferimento straordinario da concludersi entro il 18 ottobre 2023;
- in relazione ai punti di riconsegna della rete di trasporto presso clienti finali serviti dal servizio di *default trasporto* nel corso dell'anno termico 2023-2024, inclusi quelli individuati al punto precedente, la possibilità per l'utente che ne assume la fornitura con contratti di fornitura, che terminano nel corso del medesimo anno termico e non vengono rinnovati, di chiedere l'estinzione anticipata del conferimento annuale di capacità di trasporto, versando all'impresa di trasporto un "corrispettivo per l'estinzione anticipata" pari al costo residuo della capacità annuale conferita.

Con la delibera 10 ottobre 2023, 447/2023/R/gas, è stato dato mandato: (i) a CSEA affinché corrisponda a Snam Rete Gas, in qualità di responsabile del bilanciamento, entro il 31 ottobre 2023, l'importo di 1.379.227.608,88 euro

a valere sul Fondo per la copertura degli oneri connessi con il sistema di *settlement* gas; (ii) all'RdB di trasmettere a CSEA, entro il 16 ottobre, una comunicazione con il dettaglio delle partite secondo le modalità operative già in vigore tra le parti. Inoltre, al punto 4 della medesima delibera è stato stabilito che CSEA e l'impresa maggiore di trasporto trasmettano all'Autorità una proposta per l'implementazione della delibera 3 agosto 2023, 375/2023/R/gas, e il suo coordinamento operativo con il meccanismo di copertura dal rischio di mancato pagamento di cui all'art. 10 della delibera 249/2012/R/gas nei termini di cui in motivazione.

Con la delibera 24 ottobre 2023, 483/2023/R/gas, è stato dato mandato a CSEA e Snam Rete Gas di attuare quanto contenuto nella proposta trasmessa ai sensi del soprarichiamato punto 4 della delibera 447/2023/R/gas, in quanto ritenuto coerente con i principi della regolazione approvata in materia dall'Autorità.

Con il documento per la consultazione 12 dicembre 2023, 588/2023/R/gas, è stata prospettata l'introduzione in Italia di una *Neutrality Charge* per la copertura dei costi del servizio di ultima istanza di cui ai decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022. In particolare, nel medesimo documento per la consultazione se ne prospettava l'applicazione a decorrere dal 1° aprile 2024, presso tutti i punti di uscita della rete di trasporto nazionale, inclusi i punti di interconnessione con l'estero, sul modello della *Neutrality Charge* tedesca.

Accesso al servizio di trasporto presso i punti di interconnessione con l'estero

Il 30 dicembre 2022 è entrato in vigore il regolamento del Consiglio 2576/2022 (di seguito in questo paragrafo: regolamento) finalizzato alla promozione di misure temporanee per contrastare le conseguenze sui mercati dell'energia del conflitto tra Russia e Ucraina (il regolamento aveva una validità di un anno). L'art. 14 del suddetto regolamento prevede l'introduzione (a decorre dal 31 marzo 2023) di un nuovo meccanismo temporaneo di gestione delle congestioni contrattuali di tipo *use-it-or-lose-it* su base mensile da applicare presso i punti di interconnessione (IP) della rete di trasporto europea. Il medesimo articolo lascia la possibilità alle Autorità di regolazione nazionali, a seguito di una valutazione del proprio TSO, di derogare dalla suddetta disposizione, purché sia implementato almeno uno dei seguenti meccanismi:

- *use-it-or-lose-it* su base *day-ahead* in linea con le disposizioni di cui al regolamento (UE) n. 459/2017 e all'allegato I del regolamento (UE) n. 715/2009, come emendato dalla decisione della Commissione europea del 24 agosto 2012 (c.d. regolamento CMP – *Congestion Management Procedures*);
- un sistema di *oversubscription and buy-back* in linea con il regolamento CMP, che offra almeno il 5% di capacità supplementare in relazione alla capacità tecnica nel pertinente punto di interconnessione;
- l'offerta, come minimo, della capacità inizialmente non designata su base *day-ahead* e *within-day*, da assegnare come capacità interrompibile.

Alla luce di quanto sopra e tenuto conto della valutazione presentata da Snam Rete Gas (che evidenziava la non necessità di introdurre il nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni in quanto i meccanismi in vigore nella regolazione nazionale rappresentano già degli strumenti efficaci per intercettare e risolvere eventuali problemi di congestione contrattuale presso i punti di interconnessione tra la rete nazionale di trasporto e gli altri sistemi europei), l'Autorità, con la delibera 28 marzo 2023, 126/2023/R/gas, ha deciso di avvalersi della facoltà di deroga prevista dal sopra richiamato art. 14.

Con la delibera 26 settembre 2023, 421/2023/R/gas, è stata aggiornata la disciplina (contenuta nella delibera 137/02) in materia di richiesta di accesso alla capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero, diversi dai punti interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea e con la Svizzera. Più precisamente, i punti interessati dall'aggiornamento sono stati quelli di Mazara del Vallo (collegamento con l'Algeria) e Gela (collegamento con la Libia). Per tali punti, così come già previsto per i punti di entrata interconnessi con Paesi appartenenti all'Unione europea (Tarvisio, Gorizia e Melendugno) e con la Svizzera (Passo Gries), è stato disposto il possesso dell'autorizzazione all'importazione rilasciata dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (di cui all'art. 3, comma 1, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164), non più in sede di presentazione di un'offerta di acquisto di capacità, ma successivamente ai fini dell'utilizzo della capacità conferita.

TAP

La società TAP AG ha ottenuto nel 2013 l'esenzione da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, un documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (Arera), Grecia (RAE) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre almeno ogni due anni un *Market test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnico/economica delle richieste e della conseguente assunzione da parte dei richiedenti degli impegni vincolanti), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire un incremento di capacità dagli attuali 10 miliardi di smc/anno fino alla massima capacità di espansione di 20 miliardi di smc/anno. Successivamente al 2013 la normativa europea si è evoluta e in particolare è stato emanato il regolamento (UE) 459/2017 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all'allocatione di capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari). Nel suddetto quadro, su richiesta delle Autorità, TAP a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market test*) coordina (per quanto possibile) la procedura di *Market test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Con la delibera 27 giugno 2023, 287/2023/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato le "*Market test Guidelines 2023*" relative all'avvio di un nuovo ciclo di raccolta di richieste di capacità incrementale relative allo sviluppo del gasdotto TAP. Tali *Guidelines* seguono gli stessi principi delle precedenti procedure di offerta di capacità incrementale.

Con la delibera 3 ottobre 2023, 438/2023/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato la c.d. "*Project Proposal*" che disciplina la "seconda fase vincolante"¹ del *Market test* per il gasdotto TAP avviato nel 2021. La *Project Proposal*, in particolare, descrive essenzialmente i livelli di capacità offerta, le regole generali dello svolgimento della procedura, le indicazioni sui futuri contratti, le garanzie che i soggetti devono prestare e i parametri economici.

¹ Con la delibera 2 novembre 2022, 548/2022/R/gas, l'Autorità congiuntamente con le Autorità di Grecia e Albania, ha approvato la "*Project proposal of TAP, SRG and DESFA for the 2021 incremental capacity process October 2022*" relativa alla prima fase vincolante del *Market test* di TAP avviato nel 2021. La medesima *Project proposal*, infatti, prevedeva la possibilità per i TSO di organizzare una seconda fase vincolante per l'offerta della capacità non assegnata nella prima fase vincolante, fino al raggiungimento della massima espansione del gasdotto.

Riforma della disciplina del conferimento di capacità

Con la delibera 28 febbraio 2023, 72/2023/R/gas, sono state approvate le disposizioni in tema di riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, prevedendo modifiche e/o integrazioni alla delibera 16 aprile 2019, 147/2019/R/gas, al TIVG e alla RTTG. Nello specifico, sono state confermate le proposte illustrate nel documento per la consultazione 18 ottobre 2022, 502/2022/R/gas, ossia che ai clienti finali i cui consumi non sono rilevati con dettaglio giornaliero sia attribuita una capacità convenzionale giornaliera (che non viene, quindi, più richiesta esplicitamente dall'utente del trasporto) sulla base degli allocati comunicati dal Gestore del SII ai fini delle sessioni di bilanciamento, oggetto successivamente di conguaglio nell'ambito delle sessioni di aggiustamento e i relativi costi siano coperti mediante un corrispettivo unico a livello nazionale. A tali capacità, conferite su base giornaliera, si applicano corrispettivi di capacità di trasporto che tengono conto di un coefficiente moltiplicativo definito dalla medesima delibera, che ha di conseguenza aggiornato anche i corrispondenti costi di trasporto riconosciuti nell'ambito delle condizioni di tutela.

È stato stabilito, inoltre, che il Gestore del SII e l'RdB individuino e implementino le necessarie modifiche ai flussi informativi esistenti e procedano all'implementazione di nuovi scambi di informazioni se necessari, in ottica di massima collaborazione secondo tempistiche coerenti con l'entrata in vigore del provvedimento.

Da ultimo, con la delibera 25 luglio 2023, 334/2023/R/gas, sono state approvate disposizioni funzionali all'avvio della suddetta riforma del conferimento di capacità. Nello specifico, alla luce di alcuni punti di attenzione rappresentati dagli operatori, sono state definite norme di prima applicazione, nonché disposizioni funzionali a consentire la rettifica delle capacità attribuite sulla base delle corrispondenti correzioni effettuate sui dati di prelievo risultanti dalle procedure di *settlement*.

A tal fine, è stato dato mandato al Gestore del SII di pubblicare tutte le informazioni del processo, eventuali specifiche tecniche e le relative tempistiche in tempo utile per l'entrata in vigore delle medesime. Inoltre, è stato previsto il mandato alle imprese di trasporto di individuare modalità di gestione delle garanzie a copertura dei corrispettivi di trasporto in caso di attivazione dei servizi di ultima istanza nell'ambito delle procedure di aggiornamento dei propri codici o condizioni generali di servizio.

Infine, è stato previsto che il Gestore del SII, entro il mese di marzo 2024, con competenza dal bilancio di febbraio 2024, provveda al perfezionamento del criterio – utile alla correzione dei prelievi anomali – introdotto con la delibera 8 novembre 2022, 555/2022/R/gas, che prevede il confronto fra il prelievo calcolato e un valore di riferimento determinato in base alla portata massima del gruppo di misura del PdR.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione relativamente al Delta^{IO}

Con la delibera 31 ottobre 2023, 494/2023/R/gas, l'Autorità, ha aggiornato ed integrato (anche alla luce di alcune segnalazioni ricevute dagli utenti) la disciplina introdotta con la delibera 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas, in materia di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione sulla formazione del c.d. *delta in-out*, ovvero della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (di seguito: *city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione. Nello specifico,

sono stati chiariti alcuni aspetti implementativi della delibera 386/2022/R/gas, tra i quali per esempio: la non necessità di ricostruire i volumi sottratti a seguito di un prelievo fraudolento già nel momento della denuncia; il tipo di discrezionalità in capo alle imprese di distribuzione nel decidere quali azioni intraprendere per recuperare il valore del gas sottratto; inoltre, è stata prevista la prima applicazione del meccanismo di responsabilizzazione in relazione al triennio di riferimento costituito dagli anni 2020, 2021 e 2022, in esito alla sessione di aggiustamento pluriennale che si terrà nell'anno 2024 ovvero utilizzando gli esiti fisici di quest'ultima. Successivamente, ai sensi del comma 8.1 della delibera 386/2022/R/gas, il secondo triennio di riferimento sarà il 2021-2023 e l'eventuale penalità associata al meccanismo sarà calcolata sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento annuale relativa all'anno 2023 e degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2022 e 2021. Infine, a seguito dell'approvazione della RTTG 2024-2027, con la delibera 31 ottobre 2023, 494/2023/R/gas, è stata aggiornata la modalità di valorizzazione del parametro α (utilizzato per il calcolo della penale) fissandolo pari alla media sui tre anni dei valori riconosciuti dalla regolazione tariffaria per il conguaglio delle partite relative al GNC per ciascun anno di competenza contenuto nel triennio di riferimento.

Con il documento per la consultazione 5 dicembre 2023, 573/2023/R/gas, l'Autorità (sempre a seguito di alcune segnalazioni ricevute, di carattere innovativo rispetto alla disciplina già prevista dalla delibera 386/2022/R/gas) ha prospettato alcune modifiche e integrazioni al meccanismo di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione di cui alla sopra richiamata delibera 386/2022/R/gas relative alla ripartizione della penalità tra imprese di distribuzione interconnesse. La delibera 386/2022/R/gas prevede che la ripartizione venga effettuata dall'impresa di distribuzione di riferimento sulla base della misura di interconnessione e in assenza di tale misura, sulla base del numero di punti di riconsegna (PdR) serviti da ciascuna impresa interconnessa. È stato rilevato che tale criterio non terrebbe conto della composizione delle utenze in termini di entità di volumi attribuiti a ciascun PdR e potrebbe comportare una penalizzazione non coerente con l'effettiva *performance* dell'impresa di distribuzione. Con il documento per la consultazione 573/2023/R/gas, in particolare, l'Autorità ha prospettato che il calcolo della ripartizione della penalità tra imprese interconnesse, in assenza di una misura di interconnessione, sia effettuato dal responsabile del bilanciamento sulla base dei volumi risultanti dalle sessioni di aggiustamento e che i dati necessari al responsabile del bilanciamento siano resi disponibili dal Sistema informativo integrato (SII), che già dispone dei dati di *settlement* di tutte le imprese di distribuzione. In tale scenario, il SII dovrebbe trasmettere gli esiti distinti per imprese di distribuzione e il responsabile del bilanciamento dovrebbe tener conto delle correzioni effettuate ai sensi della delibera 16 novembre 2021, 496/2021/R/gas (che garantisce all'utente di rettificare in sede di bilancio del trasporto i prelievi anomali emersi dalle aggregazioni effettuate dal SII), inglobando anche le informazioni detenute dalle altre imprese di trasporto.

Accesso al servizio di stoccaggio

Il regolamento (UE) n. 1032/2022 del Parlamento europeo e del Consiglio del 29 giugno 2022, al fine di far fronte alla crisi innescata dal conflitto tra Russia e Ucraina, ha definito dei livelli minimi obbligatori di riempimento degli stoccaggi di gas europei prevedendo la possibilità per gli Stati membri di adottare una serie di misure per raggiungere i suddetti livelli di riempimento.

In ottemperanza alle sopra richiamate disposizioni, sono state introdotte anche in Italia delle misure per far fronte alle conseguenze del conflitto tra Russia e Ucraina. Tra le varie misure, i decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022 hanno affidato, rispettivamente, al responsabile del bilanciamento (di seguito:

RdB) e al Gestore dei servizi energetici (di seguito: GSE) il compito di accelerare il riempimento degli stoccaggi nazionali attraverso il c.d. "servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza" (di seguito: STUI). Tali decreti, inoltre, hanno disciplinato le modalità con cui è reso disponibile lo stoccaggio di ultima istanza da parte dell'RdB e del GSE, prevedendo che l'Autorità ne salvaguardi l'equilibrio economico-finanziario.

Con la delibera 12 gennaio 2023, 3/2023/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri funzionali all'attuazione per il 2023 dello STUI da parte del responsabile del bilanciamento, in linea con le indicazioni fornite dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica con la comunicazione 29 dicembre 2022.

Con la delibera 9 marzo 2023, 93/2023/R/gas, l'Autorità, su indicazione del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, ha chiesto alle imprese di stoccaggio di rendere disponibili agli utenti i seguenti servizi con lo scopo di preservare le giacenze disponibili e facilitare il nuovo ciclo di riempimento degli stoccaggi per l'inverno 2023-2024:

- servizio di riempimento in controflusso, che prevede la disponibilità di capacità di iniezione nella fase di erogazione 2022-2023, associata ad una corrispondente capacità di spazio per l'anno termico 2023-2024 e capacità di iniezione ed erogazione per i servizi di punta o uniforme nella fase di erogazione dell'anno termico 2023-2024;
- servizio di giacenza residua, che prevede l'allocazione di capacità di spazio per l'anno termico 2023-2024 e di corrispondente capacità di iniezione ed erogazione per i servizi di punta, o uniforme nella fase di erogazione dell'anno termico 2023-2024.

Con la medesima delibera, inoltre, sono stati approvati i criteri per la definizione dei prezzi di riserva dei sopra richiamati servizi ed è stata infine confermata per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024, in deroga alla regolazione vigente e in continuità con quanto disciplinato per il precedente anno termico dello stoccaggio (sempre al fine di favorire il riempimento degli stoccaggi), la non applicazione agli utenti dei costi relativi ai consumi tecnici delle imprese di stoccaggio. Tali costi sono stati coperti attraverso il meccanismo di equilibrio finanziario delle imprese di stoccaggio di cui all'art. 28 del RAST².

Con il decreto 31 marzo 2023, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha emanato le disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024 (ai sensi dell'art. 14 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 e dell'art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 164/2000) confermando in generale l'assetto previgente dei servizi di stoccaggio e introducendo ulteriori disposizioni per tener conto della crisi russo-ucraina e delle possibili ripercussioni sulla sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali. In attuazione delle suddette disposizioni, l'Autorità, con la delibera 4 aprile 2023, 150/2023/R/gas, ha completato il quadro generale delle regole applicabili ai servizi di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2023-2024, definendo, tra le altre cose, i prezzi di riserva per tutte le capacità oggetto di conferimento.

In tema di incentivazione, con delibera 26 settembre 2023, 419/2023/R/gas, l'Autorità ha eccezionalmente ammesso al regime di incentivazione, limitatamente alle capacità allocate dalla società Stogit fino al 31 marzo 2023, i proventi derivanti dall'allocazione di capacità di iniezione associate al servizio di riempimento in controflusso con erogazione nell'anno termico 2023-2024. Tale eccezione è stata riconosciuta in ragione degli indubbi

2 "Testo integrato per la regolazione in materia di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio di gas naturale", allegato A alla delibera dell'Autorità 26 febbraio 2019, 67/2019/R/gas.

vantaggi al sistema del gas determinati dalla tempestività di riscontro alle esigenze di mantenimento del gas in stoccaggio poste dalla situazione contingente del sistema.

Con la delibera 19 dicembre 2023, 605/2023/R/gas, l'Autorità ha definito i prezzi di riserva per l'allocazione delle capacità di stoccaggio ai sensi dell'art. 5, comma 2, del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 31 marzo 2023.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Nel corso dell'anno 2023 è entrato in esercizio il nuovo terminale di rigassificazione gestito dalla società Snam FSRU Italia, inizialmente ubicato nel porto di Piombino. L'impianto del tipo FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) dispone di una capacità di rigassificazione annuale di circa 4,5 miliardi di Sm³. Con la delibera 31 gennaio 2023, 28/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione del terminale di Piombino. Con successiva delibera 14 febbraio 2023, 55/2023/R/gas, relativamente alla medesima procedura di primo conferimento, l'Autorità ha approvato una correzione tecnico-operativa apportata al termine ultimo di scarica e funzionale alla scarica di navi di maggiori dimensioni. Infine, con la delibera 2 marzo 2023, 85/2023/R/gas, l'Autorità ha previsto che gli operatori assegnatari di capacità presso il terminale di Piombino potessero richiedere l'applicazione dei corrispettivi di rigassificazione e di trasporto approvati dall'Autorità nell'ambito della regolazione tariffaria in luogo dei corrispettivi definiti nella procedura approvata con la delibera 31 gennaio 2023, 28/2022/R/gas.

Con delibera 4 aprile 2023, 144/2023/R/gas, l'Autorità, anche al fine di favorire l'incremento delle disponibilità di gas in sostituzione del gas di provenienza russa, ha modificato i commi 5.2 e 5.7 del TIRG per consentire l'offerta di prodotti di capacità pluriennali comprendenti anche l'anno termico successivo a quello di conferimento; ha, inoltre, previsto disposizioni relative alle modalità e ai prezzi di offerta della capacità di rigassificazione pluriennale offerta sulla base delle manifestazioni di interesse pervenute per i terminali OLT Offshore LNG Toscana e FSRU Italia di Piombino.

Con delibera 27 giugno 2023, 288/2023/R/gas, l'Autorità ha aggiornato i parametri di calcolo per la determinazione dei prezzi di riserva nelle procedure di allocazione della capacità di rigassificazione. Ha, inoltre, previsto che i corrispettivi di assegnazione della capacità di rigassificazione negoziati nelle procedure di conferimento di prodotti di durata annuale o superiore includano i costi di capacità di trasporto valutati sulla base dei corrispettivi di trasporto associati alla capacità di rigassificazione annuale già approvati al momento del conferimento; ferma restando la possibilità per i soggetti assegnatari delle capacità di richiedere l'applicazione dei corrispettivi che saranno approvati annualmente dall'Autorità ai sensi della regolazione tariffaria dei servizi di trasporto.

Con delibera 19 settembre 2023, 406/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato le modifiche del regolamento GME della piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione (PAR) necessarie all'attivazione del nuovo comparto gestionale della PAR, che si aggiunge a quelli già esistenti per ciascuno dei terminali di rigassificazione attivi sul territorio nazionale, nell'ambito del quale verranno svolte le aste e le procedure *first come first served*, per l'allocazione della capacità resa disponibile presso il nuovo terminale di Piombino gestito dalla società Snam FSRU Italia.

Approvazione e aggiornamento dei codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo n. 164/2000, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificata la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2023, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con delibera 28 marzo 2023, 127/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di Rete del gasdotto TAP in materia di implementazione di un meccanismo di *use-it-or-lose-it* di breve termine per la gestione delle possibili congestioni e per il *procurement* di "gas operativo";
- con delibera 4 aprile 2023, 144/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione del terminale OLT Offshore LNG Toscana relativa alla semplificazione delle operazioni di scarica per volumi maggiori a 155.000 mcldq e alla riduzione degli oneri a carico degli utenti della rigassificazione derivanti dalla presentazione di garanzie finanziarie a copertura delle obbligazioni contrattuali per i conferimenti pluriennali;
- con delibera 27 giugno 2023, 285/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato lo schema di Codice di rigassificazione presentato da Snam FSRU Italia ai sensi dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/2000;
- con delibera 27 giugno 2023, 286/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del Codice di rigassificazione presentata dal Terminale GNL Adriatico con la quale sono state integrate nel contratto per la capacità regolata le condizioni risolutive funzionali al conferimento della capacità incrementale;
- con la delibera 26 settembre 2023, 418/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento dei Codici di rete di Società Gasdotti Italia e di Snam Rete Gas relative al recepimento di quanto previsto dalla delibera 147/2019/R/gas, come successivamente modificata ed integrata con le delibere 555/2022/R/gas, 72/2023/R/gas e, da ultimo, con la delibera 334/2023/R/gas, a seguito di un articolato processo di consultazione. A seguito del processo di consultazione condotto dalle due imprese di trasporto, Snam Rete Gas ha precisato nella proposta trasmessa all'Autorità che:
 - l'aggiornamento relativo alla copertura delle obbligazioni derivanti dall'erogazione del servizio non sarà introdotto prima dell'anno termico 2024-2025;
 - considererà il possesso di un adeguato livello di *rating* creditizio ai fini della determinazione dell'importo oggetto della garanzia;
 - prevederà la possibilità per l'utente di presentare una garanzia nella forma di *parent company guarantee*.Con riferimento a quanto indicato al comma 2.1 della delibera 334/2023/R/gas, Snam Rete Gas ha previsto nella proposta presentata all'Autorità un prolungamento del tempo a disposizione per l'adeguamento delle garanzie prestate in caso di perdita dei requisiti in relazione agli impegni conseguenti all'attivazione del servizio di fornitura di ultima istanza, portandolo da sette a quattordici giorni. Infine, la delibera 26 settembre 2023, 418/2023/R/gas, ha precisato che la clausola di esclusione della responsabilità non possa essere invocata dall'impresa di trasporto per fatto imputabile alla medesima impresa o per accertata riconoscibilità in concreto dell'errore, pena la violazione della regolazione del servizio e degli obblighi di diligenza e correttezza, cui l'esercente è tenuto nell'adempimento alla regolazione e all'esecuzione del rapporto contrattuale coi propri utenti;

- con delibera 17 ottobre 2023, 469/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta di modifica del Codice di rigassificazione del Terminale GNL Adriatico che introduce il servizio di *virtual liquefaction* e misure per l'ottimizzazione della capacità conferita; inoltre, con il medesimo provvedimento sono stati approvati i corrispettivi per i servizi di flessibilità offerti dal terminale;
- con la delibera 21 novembre 2023, 528/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di rete trasmesso dalla società Snam Rete Gas in recepimento della delibera 18 luglio 2023, 319/2023/R/gas e di alcune disposizioni delle delibere 555/2022/R/gas, 30 marzo 2023, 139/2023/R/gas e 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas;
- con la delibera 28 dicembre 2023, 627/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Ital Gas Storage funzionale a rendere più flessibili i servizi offerti.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas, ha adottato il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale" (TIMMIG) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale.

Il TIMMIG, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici (incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (SRG – incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) inviino annualmente per approvazione all'Autorità il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 16 maggio 2023, 211/2023/R/gas, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2022 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale. Con la delibera 12 dicembre 2023, 587/2023/R/gas, sono stati approvati il Piano di attività e il corrispondente preventivo dei costi trasmessi dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso per l'anno 2024.

Misure per la sicurezza del sistema

Con la delibera 30 novembre 2023, 563/2023/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni di competenza contenute nel decreto 21 ottobre 2022 del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica) che prevede un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi dalle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale, aggiuntivo rispetto a quello derivante dai contratti di fornitura di tipo interrompibile già presenti e stipulati dagli operatori, per soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali, ivi compresa la generazione elettrica nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo *in situ*.

Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio, distribuzione e misura

Qualità del servizio di trasporto del gas

Con la delibera 19 dicembre 2019, 554/2019/R/gas, l'Autorità ha adottato i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2023 (RQTG 5PRT).

Con la delibera 23 novembre 2021, 512/2021/R/gas, l'Autorità ha adottato la "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", che definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di *metering* e *meter reading*; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) predefiniti livelli di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio di requisiti dei livelli di qualità. Con tale delibera l'Autorità, tra l'altro, ha disposto modifiche della RQTG 5PRT, escludendo da essa le disposizioni ricomprese nell'ambito della regolazione del servizio di *meter reading*, in particolare con riferimento allo standard sul tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura.

Con la delibera 28 settembre 2023, 433/2023/R/gas, l'Autorità ha disposto modifiche alla RMTG al fine di adeguare la regolazione ad alcune criticità emerse nell'implementazione del riassetto del servizio, prevedendo in particolare: a) la decorrenza dell'applicazione dell'indicatore C, relativo alla misura della qualità del gas per gli impianti per i quali è prevista l'installazione di strumenti per l'analisi della qualità del gas (GC/AQ – gascromatografo/analizzatore di qualità), dal 1° gennaio 2026; b) uno specifico livello di servizio dell'indicatore D, relativo alla misura della qualità del gas per gli impianti per i quali non è prevista l'installazione di strumenti per l'analisi della qualità del gas, per gli impianti soggetti a metrologia legale, nelle more di un auspicato intervento normativo che estenda la possibilità, anche per gli impianti soggetti a metrologia legale, di aggiornamento del dato di qualità da remoto; c) deroghe all'applicazione dell'indicatore E relativo alla *rangeability* dei misuratori con riferimento a specifiche configurazioni impiantistiche, quali le stazioni di rifornimento di gas metano per autotrazione e gli impianti presso punti di riconsegna c.d. ad antenna e a tampone; d) l'introduzione di un tetto al prezzo del gas rilevante nella determinazione dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli di servizio, pari a 30 €/MWh. Con la medesima delibera sono state contestualmente approvate le proposte di modifica del Codice di rete di Snam Rete Gas e di SGI, coerenti con le suddette modifiche.

Con la delibera 617/2021/R/gas l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT) evidenziando, con riferimento alla qualità del servizio di trasporto, l'opportunità di valutare le eventuali esigenze di aggiornamento della regolazione in vigore nel 5PRT. Nell'ambito di tale procedimento, con il documento per la consultazione 451/2023/R/gas, l'Autorità ha sottoposto a consultazione gli orientamenti per la qualità del servizio di trasporto nel 6PRT. Con la delibera 12 dicembre 2023, 589/2023/R/gas l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (2024-2027, RQTG 6PRT), in sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione, prevedendo in particolare:

- in materia di odorizzazione, di aggiornare il Piano di odorizzazione annualmente, invece che semestralmente, e rimandare ad un successivo specifico provvedimento la valutazione di una eventuale segnalazione al Parlamento e al Governo sulla necessità di un riordino normativo in materia;

- in materia di emissioni, che le imprese di trasporto pubblichino la metodologia utilizzata per la stima delle perdite in un'apposita sezione del proprio sito internet;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto, nell'ambito di gruppi di lavoro che coinvolgano le altre imprese di trasporto, di promuovere un'attività di definizione di un insieme di requisiti tecnici e prestazionali per l'identificazione univoca delle caratteristiche di una rete idonea al trasporto di idrogeno, anche sulla base della metodologia *Asset Health* sviluppata ai sensi della delibera 195/2022/R/gas;
- con riferimento ai criteri di regolazione della continuità del servizio, di invitare l'impresa maggiore di trasporto a valutare una semplificazione della procedura di adesione e attivazione del servizio di fornitura alternativo tramite carro bombolaio, tenendo conto delle informazioni minime necessarie per garantire il servizio alternativo preventivamente;
- di dare mandato all'impresa maggiore di trasporto di condurre una consultazione sul possibile funzionamento di un meccanismo incentivante di premi e penalità basato sulla *customer satisfaction*, unitamente agli strumenti attraverso cui l'impresa di trasporto intende raccogliere il gradimento per il servizio erogato, nonché sull'utilità, percepita dagli utenti, dell'integrazione di tale meccanismo incentivante nel quadro regolatorio.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS) sono stati approvati con la delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione.

Avvio di procedimento per la determinazione dei premi e delle penalità relative ai recuperi di sicurezza per gli anni 2016 e 2017

Con la delibera 28 marzo 2023, 123/2023/R/gas, l'Autorità ha avviato, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, sezione VI, n. 9607/2022, un procedimento per la determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza per gli anni 2016 e 2017 con riferimento a 24 impianti che distribuiscono gas nelle località ricadenti nelle Regioni Sicilia, Piemonte, Liguria interessate dagli esiti dell'indagine dell'allegato A alla delibera 9 ottobre 2018, 494/2018/E/gas³, riservandosi contestualmente di rivalutare le delibere 21 dicembre 2021, 596/2021/R/gas, e 2 agosto 2022, 383/2022/R/gas, con le quali aveva rispettivamente annullato e sospeso la determinazione dei premi e delle penalità relativi agli anni 2018 e 2019. Il termine del procedimento è stato esteso al 28 febbraio 2024 per alcune difficoltà di carattere informatico; la delibera di conclusione del procedimento è stata approvata il 27 febbraio 2024 (delibera 57/2024/R/gas).

Modifiche alla RQDG in materia di obblighi del servizio di misura del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di distribuzione gas prevede che l'impresa di distribuzione, relativamente ad ogni punto di riconsegna attivo con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, sia

³ Recante "Chiusura dell'indagine conoscitiva in materia di investimenti delle imprese regolate ai sensi delle deliberazioni dell'Autorità 177/2016/E/GAS e 220/2017/R/GAS, relativamente ai dati e alle informazioni comunicati all'Autorità dalle società Italgas e Napoletanagas".

tenuta a garantire almeno una lettura con esito positivo. Nel caso di mancato rispetto di tale obbligo, l'impresa distributrice nell'anno successivo è tenuta (comma 91.2) a sostituire i misuratori tradizionali con misuratori di tipo *smart*, garantendone la messa in servizio.

Con delibera del 28 dicembre 2023, 636/2023/R/gas, l'Autorità ha disposto delle integrazioni agli artt. 91 e 92 della RQDG in tema di obblighi del servizio di misura del gas naturale finalizzati all'aumento della disponibilità della lettura con esito positivo. In particolare, la delibera prevede che, dal 1° gennaio 2024, l'impresa non sia tenuta all'obbligo di cui al comma 91.2 qualora abbia raggiunto un livello di messa in servizio di *smart meter* gas di classe G4-G6 pari al 90% nell'anno precedente.

Completamento della regolazione premi-penalità della sicurezza del servizio di distribuzione in vigore nel periodo 2014-2019

Con le delibere 4 maggio 2023, 180/2023/R/gas, e 20 giugno 2023, 270/2023/R/gas, ha determinato i premi e le penalità per l'anno 2019 per alcuni impianti sospesi e ha proceduto alla rideterminazione dei premi e delle penalità per gli anni 2014-2018 in esito alla conclusione degli approfondimenti previsti dalla medesima delibera 383/2022/R/gas.

Nel corso del 2023 non è stato possibile procedere alla determinazione dei premi e delle penalità della sicurezza del servizio di distribuzione gas nel 2020, primo anno del periodo di regolazione 2020-25, per difficoltà di carattere informatico.

Raccolta e messa a disposizione della misura nel settore del gas naturale

Come riportato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, e in particolare nella *Relazione Annuale* del 2023 cui si rimanda per maggiori dettagli, con la delibera 21 giugno 2022, 269/2022/R/gas, l'Autorità ha ridefinito gli *output* attesi e le *performance* del servizio di misura erogato per mezzo di *smart meter*, a valere dal 1° aprile 2023. Le principali modifiche hanno riguardato la messa in servizio, la frequenza di raccolta e la granularità temporale dei dati di misura e la frequenza di messa a disposizione agli operatori nonché il sistema degli indennizzi nei confronti dei clienti finali e dei venditori.

Con particolare riferimento alla ridefinizione degli indennizzi automatici nei confronti dei clienti titolari di punto di riconsegna dotato di *smart meter* con consumo annuo fino a 5.000 Smc, è stato disposto un ammontare unitario pari a 10 euro, nel caso la misura prevista (i.e. quella atta a rilevare il prelievo realizzato fino all'ultimo giorno di gas del mese oppure, per gli *smart meter* di classe G4 e G6, la misura di uno dei primi tre giorni del mese successivo) non sia messa a disposizione del SII per tre mesi consecutivi (sei mesi nel caso di punti con consumi annui minori).

Con il medesimo provvedimento, al fine di tenere conto delle difficoltà nel perseguire gli obiettivi di raccolta della misura, è stato disposto di riconoscere alle imprese di distribuzione parte degli indennizzi erogati ai clienti mediante l'integrazione dell'ammontare di perequazione e l'introduzione della componente C_{IND} definita, al netto di un parametro incentivante (pari a 0,8), pari al minimo tra gli indennizzi effettivamente erogati ai clienti finali e un

valore di riferimento degli indennizzi ai clienti finali per ciascuna impresa. Tale valore di riferimento è pari a due indennizzi annui (uno per i punti con consumi minori) e tiene conto del numero di *smart meter* installato da ciascuna impresa e di un tasso fisiologico IF di insuccesso della telelettura, determinato sulla base dei dati richiesti dagli Uffici ad associazioni degli operatori.

In previsione delle attività necessarie al fine dell'erogazione della componente C_{IND} di nuova introduzione, gli Uffici dell'Autorità hanno convocato in data 20 dicembre 2022 un tavolo tecnico con le associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, al fine di condividere alcuni orientamenti in merito alle modalità di raccolta dei dati necessari per il calcolo della componente nonché di valutare eventuali aggiornamenti dei tassi fisiologici di insuccesso di riferimento o del coefficiente incentivante e tenere conto del miglioramento progressivo tecnologico e delle *performance* del servizio di misura.

Nel periodo in esame, in esito al tavolo tecnico e tenendo conto delle osservazioni ricevute in tale ambito, con la delibera 21 febbraio 2023, 60/2023/R/gas, l'Autorità ha quindi definito i dati che ciascuna impresa di distribuzione deve raccogliere e comunicare annualmente a partire da quelli riferiti all'anno civile 2023, prevedendo a tale fine l'integrazione delle raccolte dati già in essere nell'ambito dei meccanismi di perequazione ai sensi del titolo 6 della RTDG 2020-2025 e mantenendone le modalità e le tempistiche ivi previste, ove applicabili, quindi dando implicito mandato a CSEA di prevedere le attività tecniche necessarie. Incontri con le associazioni degli operatori hanno nel frattempo permesso di valutare alcuni dati preliminari relativi ai primi mesi di attuazione della regolazione sopra richiamata, nella prospettiva degli effetti attesi della bonifica degli apparecchi con anno di fabbricazione fino al 2016.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Con la delibera 4 aprile 2023, 139/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (RTTG 6PRT – 2024-2027), vigente dal 1° gennaio 2024. In particolare, la delibera definisce:

- i criteri di determinazione dei ricavi riconosciuti, inclusi i criteri di raccordo con la metodologia ROSS per costi di capitale e costi operativi;
- i criteri di incentivazione ed efficientamento dello sviluppo infrastrutturale, introducendo in particolare in via sperimentale: un meccanismo di incentivazione al mantenimento in esercizio delle reti di trasporto del gas naturale completamente ammortizzate; un meccanismo di incentivazione per le centrali di compressione *dual fuel*; criteri di efficientamento dello sviluppo della rete di trasporto in aree di nuova metanizzazione;
- i criteri di determinazione delle partite a copertura di perdite di rete, autoconsumi, GNC, oneri ETS, introducendo in particolare una semplificazione della gestione delle partite economiche in corso d'anno che riduce le interazioni tra il responsabile del bilanciamento (Snam Rete Gas) e Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA);
- i criteri di copertura dei costi relativi al servizio di misura del trasporto;
- i criteri di determinazione dei corrispettivi per il servizio di trasporto, confermando l'adozione della metodologia della distanza ponderata per la capacità (CWD) e prevedendo una modifica della ripartizione *entry/exit* da 28/72 a 25/75;

- il livello dei moltiplicatori infrannuali, introducendo in particolare i moltiplicatori infrannuali trimestrali, mensili e giornalieri, ai punti di riconsegna che servono utenze industriali direttamente allacciati al trasporto;
- i criteri di determinazione dei corrispettivi per il servizio di misura del trasporto, confermando l'articolazione tariffaria in due componenti, una che copre i costi di misura generali e una che copre i costi di misura dei soli punti di riconsegna dei clienti finali, quest'ultima espressa in euro/PdR/anno e articolata in cinque classi distinte in funzione della portata dell'impianto di misura.

Con delibera 30 maggio 2023, 234/2023/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 6PRT, ha approvato i ricavi di riferimento e determinato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2024.

Con riferimento ai procedimenti per ottemperare a sentenze definitive della giustizia amministrativa intervenute in materia di tariffe per il servizio di trasporto del gas:

- con il documento per la consultazione 41/2023/R/gas, l'Autorità ha presentato gli orientamenti per l'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato nn. 6096 e 6098 del 18 luglio 2022 in materia di misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale, di cui al DL n. 83/2012; con la delibera 19 settembre 2023, 410/2023/R/gas, l'Autorità ha disposto la conclusione del procedimento senza adottare le misure di economicità prospettate nel DCO 41/2023/R/gas: ciò anche in ragione del sopravvenuto DL n. 69/2023, recante "Disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi derivanti da atti dell'Unione europea e da procedure di infrazione e pre-infrazione pendenti nei confronti dello Stato italiano", il quale ha abrogato il comma 2-*bis* dell'art. 38 del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83;
- con delibera 2 marzo 2023, 70/2023/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per ottemperare alla sentenza n. 8523/2022 del Consiglio di Stato, finalizzato in particolare a verificare se la regolazione tariffaria del periodo 2014-2017 tenesse effettivamente in adeguata considerazione la finalità di non penalizzare le aree del Mezzogiorno, sancita dall'art. 23, comma 3, del decreto legislativo n. 164/2000, e a introdurre, eventualmente, un'apposita disciplina tariffaria volta a colmare tale lacuna. Con il DCO 424/2023/R/gas l'Autorità ha illustrato gli orientamenti per ottemperare alla sentenza n. 8523/2022 del Consiglio di Stato, nonché alla sopravvenuta sentenza n. 7386/2023 recante analoghe statuizioni, con riferimento al periodo transitorio (2018-2019).

Tariffe per il servizio di stoccaggio del gas

Con delibera 23 ottobre 2019, 419/2019/R/gas, è stata approvata la Regolazione tariffaria del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (RTSG 5PRS – 2020-2025), vigente dal 1° gennaio 2020.

Con delibera 14 giugno 2022, 255/2022/R/gas, l'Autorità ha provveduto a individuare la Commissione indipendente di esperti per la verifica delle prestazioni di stoccaggio del giacimento di Cornegliano Laudense della società Italgas Storage, ai sensi di quanto previsto dalla delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas, definendone l'ambito di attività e i relativi compensi. Tenuto conto degli esiti delle valutazioni della Commissione, con la delibera 9 maggio 2023, 197/2023/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per adottare misure idonee a garantire la coerenza tra il livello di servizio reso e il livello di remunerazione riconosciuta, con riferimento al giacimento di Cornegliano Laudense. Con la delibera 25 luglio 2023, 337/2023/R/gas, l'Autorità ha chiuso il procedimento

prevedendo, a fronte della riduzione delle prestazioni riscontrata sul giacimento e tenuto conto dello specifico quadro regolatorio applicabile ai sensi della delibera 182/2015/R/gas:

- il riconoscimento dell'incentivo ridotto, pari a 0,25 €/smc/g per unità di punta di erogazione, alla stregua di quanto previsto per i nuovi operatori di stoccaggio di cui al comma 7.2, lettera a), della delibera 182/2015/R/gas che non rispettano la soglia di ammissibilità al meccanismo incentivante;
- l'applicazione del tasso di remunerazione previsto dalla regolazione *pro tempore* vigente per il servizio di stoccaggio;
- il riconoscimento della prima quota dell'incentivo, a decorrere dall'anno 2023, nell'ambito delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi 2023.

Con la delibera 3 agosto 2023, 379/2023/R/gas l'Autorità ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi al 2024 e rilasciato il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi del 2022, ai sensi della delibera RTSG 5PRS. Con la stessa delibera sono state apportate alcune modifiche alla RTSG; in particolare, sono stati esplicitati alcuni adempimenti informativi a sostegno degli investimenti di sostituzione di infrastrutture di stoccaggio esistenti, normalmente richiesti dal responsabile del procedimento nella prassi istruttoria maturata negli ultimi anni.

Tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL

Con la delibera 27 luglio 2022, 356/2022/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL), decorrente dal 1° gennaio 2024: nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 49/2023/R/gas, con cui ha sottoposto a consultazione gli orientamenti sui predetti criteri di regolazione tariffaria. Con la delibera 9 maggio 2023, 196/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il 6PR GNL (RTRG 2024-2027). La delibera, in sostanziale continuità di criteri rispetto al periodo regolatorio precedente, stabilisce:

- di rimandare le valutazioni circa l'applicazione dei criteri generali di riconoscimento dei costi del TIROSS (allegato A alla delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com) al periodo regolatorio successivo, allineando tuttavia fin dal 6PR GNL:
 - durata del periodo di regolazione (pari a 4 anni);
 - modalità di determinazione del capitale circolante netto (in via parametrica);
 - modalità di attivazione dei meccanismi di gestione delle incertezze relative ai costi operativi (Y-factor, con soglia minima pari allo 0,5% dei costi operativi riconosciuti);
- i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto:
 - escludendo le immobilizzazioni in corso dal capitale investito riconosciuto e prevedendo, al contempo, la possibilità di considerare negli incrementi patrimoniali gli oneri finanziari capitalizzati (IPCO), nei limiti di un tasso calcolato assumendo un rapporto tra capitale di debito e capitale proprio pari a 4;
 - determinando gli ammortamenti riconosciuti nell'anno tariffario considerando gli incrementi patrimoniali fino all'anno precedente sulla base dei dati di preconsuntivo relativi al medesimo anno, successivamente conguagliati con dati di consuntivo;
 - introducendo un meccanismo di incentivazione all'ottenimento dei contributi pubblici, attraverso la mancata deduzione dei contributi ricevuti ai fini della valorizzazione degli ammortamenti, fino ad un valore pari al 10% del valore del contributo;

- i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del costo operativo riconosciuto, determinato sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti dalle imprese di rigassificazione nell'anno 2021 e considerando, ai fini della determinazione dei costi operativi per il 2024, anche eventuali costi emergenti nell'anno 2022;
- che le imprese di rigassificazione possano scegliere, all'inizio del periodo regolatorio e per tutta la durata dello stesso, se includere o meno i costi energetici per il funzionamento di base del terminale tra i ricavi di riferimento;
- di semplificare il meccanismo di conguaglio dei costi per l'approvvigionamento dei titoli ETS, per i consumi energetici per il funzionamento di base del terminale e per i consumi e le perdite della catena di rigassificazione;
- in relazione ai meccanismi di copertura dei ricavi di riferimento, qualora i ricavi effettivi eccedano il livello di ricavo riconosciuto, di applicare uno *sharing* dei ricavi a favore del sistema pari alla quota percentuale di ricavo soggetta a garanzia;
- di rimandare a ulteriori valutazioni, successive all'adozione dei criteri applicativi ROSS, l'eventuale estensione al servizio di rigassificazione delle modalità di trattamento di inflazione e deflazione.

Con la delibera 22 giugno 2023, 279/2023/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie delle imprese di rigassificazione del GNL per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2024 e le proposte tariffarie del nuovo terminale di Piombino relative agli anni 2023 e 2024; ha inoltre disposto il rilascio del nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi e delle partite di conguaglio per l'anno 2022.

Tariffe per il servizio di distribuzione

Con la delibera 27 dicembre 2019, 570/2019/R/gas, l'Autorità ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

Con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas, è stata approvata la nuova versione della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il periodo di regolazione 2020-2025, in vigore dal 1° gennaio 2023, in esito alle modifiche in materia di: definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici, riconoscimento parametrico dei costi dei sistemi di telegestione/telelettura e concentratori, riconoscimento del valore residuo degli *smart meter* di prima installazione dismessi anticipatamente, determinazione dell'acconto a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, misure di mitigazione derivanti da riduzioni dei punti di riconsegna, recepimento delle disposizioni di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 29 marzo 2022 e alla legge 5 agosto 2022, n. 118.

In materia di determinazioni tariffarie, con la delibera 28 dicembre 2023, 631/2023/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 69 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2024. Con il medesimo provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione. Con la stessa delibera è stato anche sanato un errore materiale rilevato nella tabella 5 della RTDG ed è stato prorogato al 31 dicembre 2024 il termine di conclusione del procedimento avviato con delibera 634/2021/R/gas.

Con la delibera 11 aprile 2023, 155/2023/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2021, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2023.

Con la delibera 11 aprile 2023, 156/2023/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG.

Con la delibera 16 maggio 2023, 207/2023/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2023, sono stati rideterminati gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2023 e sono state rideterminate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022 per alcune località, al fine di sanare un errore materiale rilevato in seguito alla delibera 156/2023/R/gas, nonché rideterminati gli acconti di perequazione 2023 per due imprese, in accoglimento delle istanze di rettifica relative al mancato invio della richiesta di determinazione delle tariffe.

Con la delibera 25 luglio 2023, 338/2023/R/gas, a seguito dell'accettazione delle istanze di rettifica presentate dall'impresa S.I.DI.GAS, è stata approvata la rideterminazione del valore dell'importo di perequazione bimestrale d'acconto relativo al servizio di distribuzione di gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2023, precedentemente approvato con la delibera 29 dicembre 2022, 736/2022/R/gas.

Con la delibera 19 settembre 2023, 409/2023/R/gas, l'Autorità ha proceduto a rettificare gli errori di calcolo rilevati dalle sentenze TAR Lombardia nn. 407/2023, 630/2023, 1236/2023, 1689/2023, 1826/2023, a parziale ottemperanza delle medesime e nei limiti precisati nella parte di motivazione della suddetta delibera, rideterminando i valori dei corrispettivi a copertura dei costi operativi riconosciuti per gli anni dal 2020 al 2023, nonché i tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) da applicare ai fini degli aggiornamenti tariffari, rinviando la rideterminazione delle tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione del gas per gli anni dal 2020 al 2022 all'esito dei giudizi d'appello.

Con la delibera 3 ottobre 2023, 439/2023/R/gas, sono state approvate le rideterminazioni delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni dal 2014 al 2022, a seguito di: (i) correzione di errori materiali presenti nell'algoritmo di calcolo, (ii) nuovi dati comunicati ai sensi della determina DIEU 6/2022, (iii) nuovi dati comunicati per località interessate da unioni/separazioni.

Con la delibera 21 novembre 2023, 533/2023/R/gas, è stata approvata la rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2022, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 settembre 2023.

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia 4/2023, in esecuzione del mandato previsto al punto 2 della delibera 737/2022/R/gas, sono state definite le modalità applicative del meccanismo di aggiustamento finalizzato a compensare le conseguenze derivanti dalla riduzione dei punti di riconsegna nelle singole località previsto dall'art. 45 della RTDG.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 18 aprile 2023, 162/2023/R/gas, è stato fissato un nuovo termine di conclusione del procedimento avviato con delibera 114/2022/R/gas per la rideterminazione dei costi per il servizio di misura del gas naturale, relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori, per gli anni 2011-2016 della società Italgas Reti.

Con la delibera 18 luglio 2023, 321/2023/R/gas, sono stati approvati gli importi dei costi annuali operativi sostenuti dalle imprese di distribuzione del gas naturale per l'anno 2020 e relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, nei limiti del tetto previsto dall'art. 31, comma 2, della RTDG 2020-2025.

Con la delibera 10 ottobre 2023, 449/2023/R/gas, sono state apportate correzioni e integrazioni alla RTDG relative alle modalità di applicazione e aggiornamento della componente a copertura dei costi centralizzati relativi al servizio di misura, nonché alle modalità di applicazione delle disposizioni di cui al comma 57.4 della RTDG relative al riconoscimento dei costi residui degli *smart meter* dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile, al fine di porre rimedio a errori materiali e a sviste tipografiche.

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia 1/2023, in esecuzione del mandato previsto al punto 3 della delibera 737/2022/R/gas, sono state definite le modalità operative di dettaglio ai fini del riconoscimento dei costi residui degli *smart meter* installati fino al 2018 e dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile ai fini tariffari.

Regolazione dell'accesso e dell'uso delle reti del gas degli impianti di produzione di biometano

Con la delibera 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas, l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. In particolare, sono stati adottati:

- i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano con la rete del gas naturale, comprese le reti di distribuzione;
- i criteri di semplificazione e aggiornamento delle disposizioni inerenti alle modalità e alle condizioni per le connessioni di impianti di biometano con le reti del gas naturale.

La delibera 220/2023/R/gas, che si inquadra nell'ambito del procedimento avviato con delibera 22 marzo 2022, 122/2022/R/eel e ha fatto seguito al documento per la consultazione 423/2022/R/gas nel quale l'Autorità aveva illustrato i suoi orientamenti, contiene i criteri di seguito descritti.

In merito all'ottimizzazione delle connessioni degli impianti di biometano con le reti del gas naturale, l'Autorità ha previsto che:

- l'impresa maggiore di trasporto:
 - pubblici, in coordinamento con le altre imprese di trasporto e le imprese di distribuzione, come documento complementare al Piano, un documento ricognitivo riportante la mappatura delle disponibilità

(attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione delle reti del gas nelle diverse aree del Paese e una stima della capacità di produzione di biometano;

- proceda, coinvolgendo il GSE, i produttori di biometano e le loro associazioni, all'elaborazione di stime sulle produzioni relative agli impianti di biometano, prospettando anche eventuali ipotesi di aggregazione ai fini dell'immissione in rete;
- sottoponga a consultazione con i soggetti interessati, secondo le modalità di cui alla delibera 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09, una procedura per integrare ed aggiornare le informazioni necessarie alla predisposizione del documento complementare al Piano e all'elaborazione delle stime sugli sviluppi potenziali della produzione di biometano;
- l'impresa maggiore di trasporto sottoponga a consultazione con i soggetti interessati, secondo le modalità di cui alla delibera ARG/gas 55/09, una procedura per l'individuazione delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano con la rete del gas, comprese le reti di distribuzione, secondo principi di trasparenza e non discriminazione, e che, nel rispetto del principio generale della *cost reflectivity*, induca i produttori a effettuare scelte efficienti di organizzazione e di localizzazione degli impianti di produzione; nell'ambito della medesima procedura devono essere definite le modalità con le quali, nel caso in cui un punto di immissione nella rete del gas sia condiviso da più impianti di produzione, si regolano i rapporti tra i produttori coinvolti, in particolare per quanto attiene alle modalità di comunicazione dei dati e alla ripartizione di oneri e responsabilità;
- la procedura di cui al precedente punto, una volta approvata dall'Autorità, venga applicata dall'impresa maggiore di trasporto, con il coinvolgimento del gestore della rete di distribuzione locale, preliminarmente a ciascuna richiesta di connessione degli impianti di produzione di biometano con la rete del gas, al fine di individuare, tra le diverse possibili configurazioni di connessione, quella caratterizzata da un minor costo infrastrutturale, applicando, ai fini delle valutazioni sulla stima dei costi di allacciamento, costi standard, secondo un prezzario pubblicato dall'impresa maggiore di trasporto, condiviso con le imprese di distribuzione;
- sia modificato l'allegato A alla delibera 468/2018/R/gas, al fine di prevedere che l'impresa maggiore di trasporto allegghi al Piano di sviluppo le schede tecniche relative agli allacciamenti degli impianti di biometano, contenenti una rappresentazione delle caratteristiche tecniche ed economiche di ciascun intervento di allacciamento agli impianti di biometano.

In merito ai criteri di semplificazione e aggiornamento di modalità e condizioni per le connessioni di impianti di biometano con le reti del gas naturale, l'Autorità ha previsto di:

- permettere che il contenuto del mezzo di trasporto su strada del biometano, in forma liquefatta o gassosa, possa venire scaricato in più punti, a condizione che la quantità di biometano ammessa all'incentivo sia univocamente riconducibile alle quote prodotte dagli impianti di produzione, sulla base di specifiche procedure applicative predisposte e pubblicate dal GSE;
- in relazione all'esigenza di semplificare la normativa, abrogare la sezione II delle direttive connessioni, tenuto conto che non risultano impianti di produzione incentivati nel regime di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 5 dicembre 2013, n. 159;
- modificare la delibera ARG/gas 55/09, al fine di ricomprendere nel processo di consultazione per l'aggiornamento del Codice di rete anche le imprese di produzione e le loro associazioni;
- modificare le specifiche di qualità al fine di recepire l'aggiornamento della Regola tecnica sulle caratteristiche chimico-fisiche del gas di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 maggio 2018 e prevedere che il perimetro di applicazione delle direttive connessioni venga esteso anche ad altre tipologie di gas rinnovabili, al termine del completamento del processo di definizione della normativa e della regolamentazione

tecnica in materia di sicurezza dell'impiego di gas combustibile, attualmente in fase di revisione da parte degli enti competenti.

Oneri generali di sistema per il settore gas

Recepimento e attuazione delle manovre adottate dal Governo a sostegno degli utenti gas

Per quanto riguarda il settore gas, diversamente da quanto evidenziato nel paragrafo dedicato al recepimento e all'attuazione delle manovre a sostegno degli utenti elettrici illustrate nel Capitolo 3 del presente Volume, le componenti a copertura degli oneri generali sono state invece mantenute annullate fino alla fine del 2023. Ciò è stato stabilito:

- per il I trimestre 2023, dalla delibera 735/2022/R/com, in attuazione di quanto previsto dalla legge di bilancio 2023;
- per il II trimestre 2023, dalla delibera 134/2023/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 30 marzo 2023, n. 34;
- per il III trimestre 2023, dalla delibera 28 giugno 2023, 297/2023/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 28 giugno 2023, n. 79;
- per il IV trimestre 2023, dalla delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com, in attuazione di quanto previsto dal decreto legge 29 settembre 2023, n. 131.

Fino ad aprile del medesimo anno, è stata confermata anche la componente straordinaria, introdotta con la delibera 148/2022/R/gas a partire dal II trimestre 2022, di segno negativo all'elemento tariffario UG2c, da applicare agli scaglioni relativi ai consumi più bassi (fino allo scaglione con valore massimo a 5.000 smc/anno), di fatto uno sconto applicato a tutti gli utenti per piccoli consumi, sia del mercato libero, sia del mercato tutelato.

Tali manovre per il settore gas sono state finanziate tramite gli stanziamenti da parte del bilancio dello Stato stabiliti nei primi due trimestri del 2023.

Le disposizioni normative che hanno stabilito nuovi stanziamenti nel corso del 2023 per gli oneri generali del settore gas sono state, infatti, le seguenti:

- per il I trimestre 2023, la legge di bilancio 2023 (cfr. art. 1, comma 15), che ha messo a disposizione 3.543 milioni di euro (di cui 3.043 per la componente straordinaria negativa UG2c);
- per il II trimestre 2023, il DL n. 34/2023 (cfr. art. 2, comma 5) che ha messo a disposizione 280 milioni di euro (di cui 160 per la componente straordinaria negativa UG2c nel solo mese di aprile).

Nella relazione 31 maggio 2023, 243/2023/I/com, di rendicontazione dell'utilizzo delle risorse stanziato dal Governo nel 2022 per fronteggiare gli effetti della crisi dei prezzi energetici, l'Autorità aveva anche messo in evidenza che, per l'anno 2023, con le risorse già stanziato per i primi due trimestri del 2023 si sarebbe dovuto avere un complessivo avanzo.

Gli oneri previsti per le manovre di annullamento degli oneri generali del settore gas del III e del IV trimestre 2023 sono stati, pertanto, posti in capo alle risorse già disponibili presso la CSEA. Inoltre, il DL n. 79/2023 ha anche previsto la restituzione di una quota delle medesime risorse al bilancio dello Stato, e il loro utilizzo per il finanziamento della riduzione dell'IVA sui consumi del gas naturale per il III trimestre 2023, per 489,31 milioni di euro.

Nel settore del gas vanno anche ricordate alcune manovre previste dalla legge di bilancio, per complessivi 270 milioni (cfr. art. 1, commi 24 e 25), che, anche se non esplicitamente finalizzate all'annullamento degli oneri generali, hanno contribuito a finanziare il fabbisogno del Conto oneri per il servizio di *default* trasporto per l'anno 2023.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale (“imprese gasivore”)

Come evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, in attuazione di quanto previsto dall'art. 21 della legge 20 novembre 2017, n. 167, il Ministro della transizione ecologica ha adottato, in data 21 dicembre 2021, il decreto n. 541 (di seguito: DM n. 541/2021) recante “Rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale” (di seguito anche: “imprese gasivore”).

Con la delibera 2 novembre 2022, 541/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale di cui DM n. 541/2021. La delibera 541/2022/R/gas, dettaglia nell'allegato A che forma parte integrante e sostanziale della sopraccitata delibera, le disposizioni attuative valide sia per il periodo transitorio di applicazione delle agevolazioni per l'anno 2023, sia per la situazione a regime.

In attuazione della delibera 541/2022/R/gas, la CSEA ha attivato la raccolta delle dichiarazioni, per la sessione sia ordinaria, sia per suppletiva, e ha definito l'elenco delle imprese gasivore per l'anno 2023.

In coerenza con le delibere adottate che hanno previsto l'annullamento per tutti gli utenti gas delle componenti a copertura degli oneri generali, l'Autorità ha dato mandato alla CSEA di procedere, in via eccezionale per l'anno 2023, alle opportune modifiche alle “procedure gasivori” in merito all'esazione degli importi da versare in acconto e a saldo da parte delle imprese gasivore aventi classe di agevolazione VAL.x. In particolare, per ogni trimestre di annullamento degli oneri generali, l'Autorità ha provveduto a decurtare progressivamente le rate di versamento del livello minimo di contribuzione previsto in capo a tali imprese gasivore. Dal momento che l'annullamento degli oneri generali è stato applicato in tutti e quattro trimestri del 2023, le agevolazioni per imprese gasivore sono di fatto annullate e il contributo minimo da versare risulta nullo.

Con determinazione 29 settembre 2023, 2/2023 – DSME, ai fini della raccolta dei dati per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale, per la competenza 2024 è stato stabilito il prezzo di riferimento del gas naturale di cui all'art. 5, comma 1, lettere a), del DM n. 541/2021, sulla base delle modalità di applicazione del prezzo di riferimento di cui alla delibera 541/2022/R/gas che prevede l'utilizzo dei prezzi medi delle rilevazioni Eurostat nonché il livello del contributo a carico delle imprese a forte consumo di gas naturale concernente la copertura dei costi amministrativi sostenuti dalla CSEA per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco per l'annualità di competenza 2024.

Piani decennali di sviluppo delle reti

Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

Con la delibera 4 ottobre 2022, 470/2022/R/gas, è stata fissata al 31 dicembre 2023 la scadenza per la trasmissione all'Autorità dei Piani relativi all'anno 2023. Pertanto, nel corso del 2023 non vi sono state attività di valutazione dei Piani di sviluppo nazionali.

A inizio anno, con la delibera 21 marzo 2023, 108/2023/R/gas, in esito al processo di valutazione urgente avviato in sede di valutazione dei Piani di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2021 e 2022, e dopo una specifica consultazione pubblica che ha visto un'ampia partecipazione di *stakeholder*, l'Autorità ha espresso una valutazione positiva sull'intervento di sviluppo "Potenziamento per nuove importazioni da Sud" (c.d. "Linea adriatica").

Coerenza con il Piano europeo di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale

Ai sensi dell'art. 16 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, l'Autorità ha il compito di valutare se il Piano decennale di sviluppo della rete contenga tutti i fabbisogni in materia di investimenti individuati nel corso della procedura consultiva e se esso sia coerente con il piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo (TYNDP).

L'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia, ACER, è chiamata a valutare il TYNDP e a segnalare eventuali incongruenze tra le informazioni rese disponibili nel TYNDP e nei piani nazionali. Al fine di valutare il TYNDP 2022, ACER ha richiesto ai regolatori nazionali l'invio di commenti in merito ai propri progetti. In quest'ambito, l'Autorità ha provveduto a formalizzare e inviare i propri commenti sui progetti italiani inclusi nel TYNDP 2022 riguardanti sia i progetti gas tradizionali, sia i progetti idrogeno.

L'attività di ACER si è conclusa con la pubblicazione dell'Opinione ACER 06/2023 del 14 luglio 2023 sui progetti nel TYNDP e nei piani gas nazionali, in cui, riguardo ai progetti italiani, sono stati segnalati fra gli elementi più significativi:

- in relazione al progetto "Lucera – S. Paolo" di SGI, la necessità che il promotore del progetto fornisse analisi di sensitività ulteriori circa l'impatto di alcune variabili (principalmente, domanda di gas naturale compresso nei settori industriale e automobilistico) sui benefici totali di progetto;
- in relazione al progetto di metanizzazione della Sardegna, che i risultati positivi legati al progetto fossero unicamente da riferirsi al caso di sviluppo della infrastruttura di trasporto strettamente necessaria a connettere i terminali di rigassificazione ai principali bacini di consumo, senza quindi considerare la dorsale o i piccoli sviluppi finalizzati a servire zone isolate (possibilmente rifornibili tramite trasporto su gomma di gas naturale liquefatto).

Aggiornamento dei requisiti minimi per i piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale

Con la delibera 28 marzo 2023, 122/2023/R/gas, l'Autorità ha disposto la modifica dei requisiti minimi per la consultazione e valutazione dei Piani e per l'analisi costi-benefici degli interventi di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale di cui alla delibera 468/2018/R/gas e al relativo Allegato, in esito al procedimento avviato con delibera 470/2022/R/gas per dare attuazione alla sentenza 4241/2022 del Consiglio di Stato.

Con la delibera 23 maggio 2023, 220/2023/R/gas, recante disposizioni in materia di ottimizzazione delle connessioni di biometano e di semplificazione delle direttive connessioni, in applicazione delle disposizioni di cui all'art. 37 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, l'Autorità ha disposto alcune modifiche ai requisiti minimi per la predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale e per l'Analisi costi-benefici (ACB) degli interventi (cfr. allegato A alla delibera 27 settembre 2018, 468/2018/R/gas, e successive modifiche e integrazioni, c.d. requisiti minimi). In particolare, le integrazioni hanno previsto l'introduzione di:

- un allegato al Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale contenente le schede tecniche relative agli allacciamenti degli impianti di biometano, recante descrizione delle caratteristiche tecniche ed economiche di ciascun intervento;
- un documento ricognitivo, complementare al Piano decennale di sviluppo dell'impresa maggiore di trasporto, contenente la mappatura delle disponibilità (attuali e future) di capacità di trasporto e di distribuzione nelle diverse aree del Paese, che specifichi: (i) le aree dove sono già presenti disponibilità di capacità di trasporto sufficienti per l'immissione in rete dei quantitativi di produzione di biometano attuali e futuri, e (ii) le aree nelle quali l'allacciamento alla rete gas richiede opportuni sviluppi di rete.

Con la delibera 21 novembre 2023, 532/2023/R/gas, l'Autorità ha valutato e approvato le proposte di aggiornamento dei criteri applicativi dell'ACB presentate dall'impresa maggiore di trasporto, previa consultazione con i soggetti interessati, ai sensi del comma 6.2 della delibera 468/2018/R/gas, e contestualmente provveduto a modificarne i requisiti minimi per tenere conto delle proposte di modifica ai citati criteri applicativi dell'ACB avanzate dall'impresa maggiore di trasporto, delle osservazioni emerse in sede di consultazione e della necessità di progressiva convergenza tra metodologie per l'ACB del settore del trasporto gas e della trasmissione elettrica. Le principali modifiche introdotte hanno riguardato:

- la limitazione del beneficio relativo a costi di investimento evitati ai soli costi necessari per obblighi legislativi o autorizzativi;
- l'aggiornamento dei benefici B5 e B6 relativi alle emissioni climalteranti e non climalteranti;
- l'esplicitazione di alcuni effetti di trasferimento monetario derivanti dai progetti, e uscenti dal sistema energetico nazionale, di cui tenere conto, a completamento delle analisi monetarie e quantitative, pur non integrandoli nella ACB base;
- per gli interventi in fase di realizzazione, per i quali sia stata sostenuta una spesa pari almeno al 10% del costo di investimento stimato, che siano già stati oggetto di una ACB in precedenti edizioni del Piano di sviluppo, e in relazione ai quali l'Autorità non abbia espresso una valutazione contraria o sospensiva, l'opportunità che possano essere presentati i risultati relativi ai benefici della preesistente ACB, fornendo l'eventuale aggiornamento dei costi e degli indicatori sintetici di performance economica nell'ambito delle schede progetto.

Progetti pilota e sperimentazioni

Progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e l'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas

In seguito all'approvazione del "Regolamento di incentivazione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale" (delibera 2 agosto 2022, 404/2022/R/gas) e alla correlata determina attuativa recante i necessari elementi procedurali e di contenuto tecnico (determina 20 dicembre 2022, n. 9/22, "Presentazione delle istanze di ammissione dei progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale di cui alla delibera 404/2022/R/gas", di seguito: determina n. 9/22), nel corso dell'anno 2023 l'attività in materia di innovazione nel settore delle infrastrutture del gas naturale è proseguita con la trasmissione delle istanze progettuali da parte dei proponenti all'Autorità (sulla base di quanto previsto nella determina n. 9/22) e con la conseguente fase di valutazione delle istanze da parte dell'Autorità.

Con riferimento a detta attività istruttoria, la delibera 404/2022/R/gas ha previsto che la valutazione dovesse essere condotta dall'Autorità prevedendo che la Direzione DIEU (ora DINE), responsabile del procedimento, potesse eventualmente ricorrere al supporto di esperti tecnici di CIG, ENEA e RSE nell'ambito dei protocolli di intesa vigenti con l'Autorità ovvero a forme di collaborazione appositamente individuate.

All'Autorità sono pervenute n. 26 istanze progettuali da parte di 12 operatori, delle quali 11 appartenenti all'ambito progettuale 1⁴, 10 all'ambito progettuale 2⁵ e 5 all'ambito progettuale 3⁶.

I costi (intesi come costi richiesti, *ante* valutazione) c.d. *bau*⁷ ammontano a 4,284 milioni di euro mentre i costi c.d. innovativi⁸ ammontano a 51,662 milioni di euro; il valore complessivo del contributo richiesto è pari a 50,724 milioni di euro.

Secondo quanto previsto dall'allegato A alla delibera 404/2022/R/gas e in particolare nella relativa appendice 1, la valutazione delle istanze progettuali, ai fini della formazione della relativa graduatoria di merito, è basata sui punteggi assunti da 10 indicatori, ciascuno caratterizzato da un proprio peso; i 10 indicatori afferiscono a due macro-ambiti di valutazione: 1) la dimensione sperimentale dei progetti; 2) la dimensione prospettica dei progetti.

Il processo di valutazione è consistito nell'esame e nella valutazione della documentazione pervenuta secondo quanto previsto dalla regolazione di riferimento, e in particolare:

- valutazione di ciascuna istanza con riferimento al primo macro-ambito di valutazione, finalizzato alla valutazione della dimensione sperimentale delle sperimentazioni (indicatori: congruità del contributo richiesto, affidabilità, scalabilità, completezza e replicabilità delle soluzioni proposte);

4 Metodi e strumenti per la gestione ottimizzata delle reti.

5 Utilizzi innovativi delle infrastrutture esistenti.

6 Interventi di innovazione sulle infrastrutture regolate della filiera del gas naturale finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica.

7 Spese di capitale e operative relative ai progetti, per la parte relativa a soluzioni non innovative equivalenti.

8 Spese di capitale e operative relative agli elementi innovativi.

- valutazione di ciascuna istanza con riferimento al secondo macro-ambito di valutazione (indicatori: CO² equivalente evitata, emissioni inquinanti evitate, efficienza economica nella riduzione delle emissioni climalteranti, barriere normative, intersettorialità/potenzialità abilitanti).

Nel corso dell'istruttoria è emersa la necessità di richiedere approfondimenti ai proponenti su taluni progetti sotto il profilo della quantificazione degli indicatori c.d. ambientali (CO² equivalente evitata, emissioni inquinanti evitate, efficienza economica nella riduzione delle emissioni climalteranti).

A valle dell'esame delle integrazioni documentali fornite dai proponenti, il processo di valutazione è stato portato a termine con riferimento a tutte le istanze, in esito al quale sono risultati:

- cinque progetti non ammissibili alle sperimentazioni;
- ventuno progetti ammissibili alle sperimentazioni.

Per quanto concerne la verifica dei piani economico-finanziari presentati dai proponenti in relazione ai singoli progetti, è emerso che sette istanze progettuali riportavano una proposta economico-finanziaria pienamente ammissibile in relazione al contributo richiesto, mentre le restanti istanze presentavano delle richieste di contributo non integralmente ammissibili, con la conseguenza che il contributo erogabile da parte di Arera, a fronte delle ventuno istanze ammissibili al meccanismo incentivante, è risultato pari a 30,821 milioni di euro (inferiore pertanto al tetto massimo fissato, pari a 35 milioni di euro, nella delibera 404/2022/R/gas).

La delibera 12 dicembre 2023, 590/2023/R/gas, "Progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi delle infrastrutture del settore del gas naturale: approvazione della graduatoria di ammissione delle istanze alle sperimentazioni" descrive il processo di valutazione, identifica i progetti ammessi alle sperimentazioni e quantifica il contributo erogabile ai relativi titolari.

Dall'anno 2024 le sperimentazioni sono entrate pienamente nella fase applicativa.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

I principali provvedimenti adottati nel corso del 2023 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità ai sensi del decreto legislativo n. 164/2000 e dal decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, relative agli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e alla documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti.

In relazione alla prima attività, con le delibere 16 maggio 2023, 208/2023/R/gas, 13 giugno 2023, 255/2023/R/gas, 10 ottobre 2023, 452/2023/R/gas, 5 dicembre 2023, 577/2023/R/gas, 12 dicembre 2023, 592/2023/R/gas e 19 dicembre 2023, 607/2023/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti ai valori di rimborso con scostamenti maggiori del 10% rispetto alla RAB, ai sensi di quanto previsto dall'art. 15, comma 5, del decreto

legislativo n. 164/2000, come successivamente integrato e modificato, rispettivamente con riferimento ai Comuni dei seguenti ambiti:

- Atem Vicenza 4 – Valli dell'Agno e del Chiampo,
- Atem Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest,
- Atem Unificato Bologna 1 – Città e Impianto di Bologna e Bologna 2 – Provincia,
- Atem Unico della Provincia autonoma di Trento (per reti di proprietà dei gestori e reti di proprietà degli enti locali),
- Atem Modena 2 – Sud,
- Atem Vicenza 2 – Nord-Est (per reti di proprietà degli enti locali).

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara, con la delibera 19 dicembre 2023, 608/2023/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del DM n. 226/2011, con riferimento all'Atem Unico della Provincia autonoma di Trento.

In data 11 maggio 2023, in attuazione di quanto indicato nella determina del Direttore della Direzione Infrastrutture *Unbundling* e Certificazione dell'Autorità 25 luglio 2014, 13/2014 – DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2020, a seguito dell'emanazione della delibera 11 aprile 2023, 156/2023/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022.

In data 1° giugno 2023, e sempre in attuazione di quanto indicato nella menzionata determina 13/2014 – DIUC, sono stati resi disponibili, previo accreditamento delle stazioni appaltanti, i dati relativi al valore degli asset risultante al 31 dicembre 2021, a seguito dell'emanazione della delibera 16 maggio 2023, 207/2023/R/gas, con la quale sono state determinate le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2023.

Con riferimento ai dati relativi alla quota parte soggetta a trasferimento oneroso, l'Autorità ha precisato che i valori resi disponibili sono rappresentativi dell'intero perimetro e pertanto, nei casi in cui ci sia l'intenzione da parte del Comune di alienare la propria porzione di rete secondo quanto previsto dall'art. 6 della legge 5 agosto 2022, n. 118, e che tale porzione sia stata ricompresa nei dati forniti dal gestore uscente nella quota soggetta a trasferimento oneroso, tali dati non sono utilizzabili per le valutazioni separate delle singole porzioni (quota gestore e quota comunale).

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità 7 giugno 2023, 1/2023, sono stati aggiornati, per gli anni 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023, i valori di riferimento per il calcolo degli indici di cui all'allegato A alla delibera 414/2014/R/gas, rilevanti ai fini delle verifiche degli scostamenti tra VIR e RAB.

Con la determina del Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e *Unbundling* dell'Autorità 19 giugno 2023, 2/2023, sono state emanate disposizioni per l'acquisizione della documentazione inerente ai procedimenti VIR-RAB, ai sensi delle previsioni della delibera dell'Autorità 714/2022/R/gas.

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede la valutazione della documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite le apposite piattaforme informatiche VIR-RAB e la gestione dell'attività istruttoria nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti.

Come è noto, tale procedimento è propedeutico al procedimento di verifica dei bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del DM n. 226/2011 e successive modifiche e integrazioni.

Nella tavola 4.1, sulla base dei dati aggiornati al 31 dicembre 2023, sono elencate le 69 stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica degli scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%, relativi ai Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera a), dell'allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas, nel regime ordinario accelerato per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera a), dell'allegato A alla delibera 22 dicembre 2022, 714/2022/R/gas e nel regime semplificato individuale per Comune di cui all'art. 3, comma 1, lettera b), del medesimo allegato A, per un totale di circa 1.467 Comuni soggetti a verifica da parte degli Uffici dell'Autorità.

Di quest'ultimi, circa 670 Comuni sono soggetti al regime semplificato individuale per Comune.

TAV. 4.1 Stazioni appaltanti per le quali è in corso il procedimento di verifica per scostamenti VIR-RAB maggiori del 10%

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comunità montana Valle Camonica	Brescia 1 – Nord-Ovest
Provincia di Treviso	Treviso 2 – Nord
Comune di Reggio Emilia	Reggio nell'Emilia
Comune di Pinerolo	Torino 3 – Sud-Ovest
Comune di Alessandria	Alessandria 2 – Centro
Regione autonoma Friuli-Venezia Giulia	Udine 1 – Nord e Udine 3 – Sud
Comune di Foligno	Perugia 2 – Sud-Est
Comune di Novara	Novara 2 – Sud
Comune di Villafranca di Verona	Verona 2 – Pianure veronesi
Provincia di Como	Como 1 – Triangolo Lariano e Brianza comasca
Comune di Viterbo	Viterbo
Comune di Verona	Verona 1 – Città di Verona e Nord
Comune di Padova	Padova 1 – Città di Padova e Nord
Comune di Casale Monferrato	Alessandria 1 – Nord
Città metropolitana di Venezia	Venezia 2 – Entroterra e Veneto orientale
Comune di Pavia	Pavia 2 – Città e impianto di Pavia
Comune di Monza	Monza e Brianza 1 – Est
Comune di Pesaro	Pesaro – Urbino

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Lissone	Monza e Brianza 2 – Ovest
Comune di Ravenna	Ravenna
Comune di Caserta	Caserta 1 – Sud-Est
Comune di Lucca	Lucca
Provincia di Cremona	Cremona 2 – Centro e Cremona – 3 Sud
Comune di Savona	Savona 2 – Nord-Est
Comune di Civitanova Marche	Macerata 2 – Nord-Est
Comune di Este	Padova 3 – Bassa Padovana
Comune di Cassano D'Adda	Milano 4 – Provincia Nord-Est
Comune di Dalmine	Bergamo 3 – Dintorni a Ovest di Bergamo
Comune di Legnano	Milano 2 – Provincia Nord-Ovest
Comune di Firenze	Firenze 1 – Città e Impianto di Firenze e Firenze 2 – Provincia
Comune di Voghera	Pavia 4 – Oltrepò Pavese
Comune di Verbania	Verbanio Cusio Ossola
Comune di Vigevano	Pavia 1 – Lomellina Ovest
Comune di Potenza	Potenza 2 – Sud
Comune di Lovere	Bergamo 2 – Nord-Est
Comune di Treviglio	Bergamo 5 – Sud-Ovest
Comune di Lecco	Lecco 1 – Nord
Comune di Codogno	Lodi 2 – Sud
Pescara Energia	Pescara
Comune di Brescia	Brescia 3 – Città e Impianto
Comune di Ferrara	Ferrara
Comune di Merate	Lecco 2 – Sud
Comune di Alba	Cuneo 3 – Nord-Est
Comune di Oleggio	Atem Novara 1 – Nord
Comune di Romano di Lombardia	Atem Bergamo 6 – Sud-Est
Comune di Rozzano	Atem Milano 3 – Provincia Sud
Comune di Varese	Atem Varese 1 – Nord
Comune di Como	Atem Como 2 – Como e Olgiatese
Comune di Vicenza	Atem Vicenza 1 – Città di Vicenza e Sud-Est
Comune di Foggia	Atem Foggia 2 – Sud
Comune di Campobasso	Atem Campobasso
Comune di Taranto	Atem Taranto
Comune di Asti	Atem Asti
Comune di Vercelli	Atem Vercelli
Comune di Mantova	Atem Mantova 1 – Città di Mantova e Nord-Ovest

(segue)

STAZIONE APPALTANTE	ATEM
Comune di Bergamo	Atem Bergamo 4 – Bergamo e dintorni a Est
Comune di Arezzo	Atem Arezzo
Comune di Treviso	Atem Treviso 1 – Sud
Provincia di Varese	Atem Varese 1 – Nord
Provincia di Savona	Atem Savona 1 Sud-Ovest
Comune di Ascoli Piceno	Atem Ascoli Piceno
Comune di Benevento	Atem Benevento
Provincia di Biella	Atem Biella
Terni Reti	Atem Terni
Comune di Enna	Atem Enna
Comune di Albano Laziale	Atem Roma 4 – Litorale Sud e Castelli Romani
Comune di Rionero in Vulture	Atem Potenza 1 – Nord
Comune di Guidonia Montecelio	Atem Roma 3 – Valle del Tevere e del Tiburtino
Comune di Siena	Siena

Fonte: ARERA.



CAPITOLO

5



**ASPETTI COMUNI
DELLA REGOLAZIONE
INFRASTRUTTURALE
NELL'ENERGIA ELETTRICA
E NEL GAS**

SETTORIALE

Metodi e criteri di regolazione tariffaria basati sulla spesa totale (ROSS-base)

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 giugno 2021, 271/2021/R/com, volto all'introduzione di nuove modalità di riconoscimento dei costi, comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas, basate su un approccio di "spesa totale" denominato ROSS-base, e in esito ad un articolato processo di consultazione (si vedano i documenti per la consultazione 615/2021/R/com, 317/2022/R/com, 655/2022/R/com), l'Autorità ha pubblicato la delibera 18 aprile 2023, 163/2023/R/com, con la quale ha approvato la parte I, relativa ai criteri comuni, e la parte II, relativa al ROSS-base, del *Testo integrato della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, per il periodo 2024-2031* (TIROSS 2024-2031).

Con la delibera 163/2023/R/com l'Autorità ha previsto che i criteri generali per la determinazione del costo riconosciuto secondo le logiche ROSS-base siano applicati a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas a partire dal 2024, in concomitanza con l'inizio del sesto periodo di regolazione (6PR) per i diversi servizi. In particolare, la delibera 163/2023/R/com ha stabilito che i periodi regolatori specifici dei singoli servizi abbiano durata di quattro anni e, con riferimento all'impostazione generale del sistema tariffario, ha confermato l'approccio del *tariff decoupling*, che prevede che, per ciascun servizio infrastrutturale regolato, vengano definiti il vincolo ai ricavi ammessi delle imprese e le tariffe rilevanti ai fini dell'uso delle infrastrutture, che per i servizi di distribuzione assumono la denominazione di tariffe obbligatorie. Il bilanciamento tra i ricavi effettivi e il ricavo ammesso delle imprese è garantito da appositi meccanismi compensativi, il cui gettito è coperto mediante componenti tariffarie, anche addizionali, per l'uso della rete.

Nell'approccio ROSS, gli incentivi all'efficienza sono calcolati in funzione della differenza tra la spesa totale di riferimento, o *baseline* di spesa totale, e la spesa totale effettiva. Il recupero di efficienza totale, ai fini della definizione degli incentivi all'efficienza, è ripartito, sulla base di coefficienti fissati *ex ante* dall'Autorità, in due quote, rappresentate dal recupero di efficienza totale allocato alla gestione operativa e dal recupero di efficienza totale allocato agli investimenti.

I recuperi di efficienza totale allocati agli investimenti sono ripartiti tra imprese e utenti del servizio sulla base di un coefficiente di *sharing* fissato dall'Autorità, che individua la quota delle maggiori/minori efficienze da trasferire agli utenti del servizio, pari al 70% per ciascun servizio infrastrutturale regolato; di conseguenza, viene lasciato alle imprese un coefficiente di incentivo pari al 30% delle maggiori/minori efficienze rispetto alla previsione di spesa.

Con riferimento agli incentivi alla gestione operativa, l'Autorità ha previsto la possibilità, per le imprese, di scegliere *ex ante* tra un'opzione a più alto potenziale di incentivo (SAP) e una a più basso potenziale di incentivo (SBP).

In ciascun anno del periodo di regolazione la spesa ammissibile ai riconoscimenti tariffari è suddivisa in due quote, *slow money* e *fast money*, ed è pari alla somma della spesa effettiva totale e degli incentivi all'efficienza di cui sopra, legati sia agli investimenti sia alla gestione operativa.

La spesa totale di riferimento, o *baseline* di spesa totale, è pari alla somma tra *baseline* di spesa di capitale e *baseline* di costi operativi; relativamente a quest'ultima, sono stati introdotti opportuni meccanismi di gestione delle incertezze, sia per quanto riguarda eventi imprevedibili ed eccezionali e/o mutamenti del quadro normativo e variazioni degli obblighi relativi al servizio universale, sia per eventuali variazioni dei costi in caso di rilevanti aumenti delle dimensioni del servizio, conseguenti agli investimenti.

La delibera 163/2023/R/com, infine, ha previsto che sia perseguito un percorso di allineamento dei criteri di regolazione tra i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, al fine di rendere sempre più omogeneo il quadro regolatorio di tali servizi e di evitare che differenze all'interno dello stesso possano influenzare l'allocazione del capitale ai diversi servizi. In particolare, sono stati definiti dei criteri generali per l'ammissibilità delle spese e dei principi generali per l'individuazione delle voci di costo operativo ammissibili ai riconoscimenti tariffari.

Approccio ROSS-base: modalità applicative per i singoli servizi infrastrutturali regolati

Il TIROSS prevede che la concreta applicazione dei criteri generali ai singoli servizi, con particolare riferimento ai parametri rilevanti ai fini della determinazione dei ricavi ammessi dei gestori infrastrutturali, sia demandata alle specifiche regolazioni settoriali.

In tale ottica, nel documento per la consultazione 3 agosto 2023, 381/2023/R/com, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti in materia di modalità applicative dei criteri ROSS-base per i servizi di trasporto gas e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per i quali è stato previsto l'avvio della regolazione ROSS-base a partire dall'anno 2024. In particolare, in tale documento sono state trattate le seguenti tematiche:

- perimetro di applicazione, allo scopo di definire le imprese soggette, l'anno di decorrenza e le attività considerate e di individuare le partite di costo escluse dall'applicazione dei criteri ROSS;
- criteri per la determinazione dei costi operativi effettivi e definizione dei costi operativi esclusi dalla *baseline* dei costi efficientabili;
- gestione dei recuperi di efficienza conseguiti alla data di *cut-off*, allo scopo di definire i criteri di ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori/minori efficienze realizzate nel quinto periodo di regolazione (5PR) e i criteri di restituzione agli utenti delle maggiori efficienze realizzate nel 5PR;
- definizione dei criteri per la determinazione della *baseline* dei costi operativi, su base *ex ante* e su base *ex post*;
- definizione del menu degli incentivi per la quota del recupero di efficienza totale allocata alla gestione operativa, in caso di scelta da parte delle imprese dell'opzione ad alto incentivo (SAP), e modalità di attivazione dello *Z-factor*;
- modalità di trattamento e aggiornamento delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off*, prospettando un trattamento in continuità con i criteri di regolazione *pro tempore* vigenti o, in alternativa, un trattamento semplificato di tali partite;
- trattamento delle immobilizzazioni in corso, ipotizzando criteri di remunerazione (decrescente) per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica e l'avvio di un'attività di monitoraggio del tempo di permanenza delle immobilizzazioni in corso con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica;
- criteri di allineamento tra la regolazione previgente e la regolazione basata sui criteri ROSS-base, prospettando l'allineamento del *lag* regolatorio degli ammortamenti a quello della remunerazione del capitale e

illustrando proposte in materia di trattamento delle dismissioni ai fini del riallineamento del *lag* regolatorio e di modalità di gestione degli scostamenti derivanti dal *tariff decoupling*;

- criteri di aggiornamento per l'inflazione della *baseline* di costi operativi, *ex ante* ed *ex post*, e del capitale investito, attraverso il deflatore degli investimenti fissi lordi, anche in questo caso *ex ante* ed *ex post*.

Con la delibera 31 ottobre 2023, 497/2023/R/com, l'Autorità, in esito alla consultazione 381/2023/R/com, ha approvato i criteri applicativi della regolazione ROSS per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e ha introdotto modifiche al TIROSS 2024-2031. In particolare, con tale delibera, l'Autorità ha previsto:

- l'applicazione dei criteri ROSS-base a tutte le imprese di trasporto, al gestore del sistema di trasmissione elettrica e alle imprese di distribuzione elettrica che servono almeno 25.000 punti di prelievo, con decorrenza dall'anno 2024; l'attività di misura (ed eventuali ulteriori attività, quali il Piano di difesa e il dispacciamento per la trasmissione elettrica) viene considerata congiuntamente al rispettivo servizio regolato ai soli fini della determinazione delle efficienze conseguite; inoltre, con riferimento al servizio di misura dell'energia elettrica, i criteri ROSS-base non trovano applicazione per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering 2G*;
- la determinazione della *baseline* dei costi operativi per il 2024 sulla base del livello dei costi effettivi dell'ultimo anno disponibile a consuntivo, come risultante dai Conti annuali separati (CAS) redatti ai sensi del TIUC, considerando quindi, per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura elettrica, il 2022 come anno base, ed escludendo le voci di costo operativo generalmente non ammesse al riconoscimento tariffario, in coerenza con le previsioni del TIROSS, nonché le voci di costo incomprimibili;
- di applicare per il 2024 una simmetrica ripartizione tra utenti e imprese delle maggiori/minori efficienze realizzate nel corso del 5PR e di prevederne una graduale traslazione agli utenti nel corso del periodo regolatorio;
- con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, la definizione della *baseline* di costi operativi su base unitaria (euro per punto di prelievo), per ciascuna impresa;
- di definire un incentivo all'efficienza per l'opzione SAP pari al 75% del recupero di efficienza allocato alla gestione operativa, al netto della somma algebrica delle maggiori/minori efficienze conseguite nel corso dello stesso periodo di regolazione, con un *X-factor* pari a 0,5%, per i tre anni successivi a quello del conseguimento dell'efficienza; in caso di *underperformance* strutturale in tutti gli anni del periodo, viene lasciata in capo alle imprese una quota di minori efficienze pari al 50%;
- in relazione ai criteri di aggiornamento della *baseline* dei costi operativi, che lo *Z-factor* sia attivabile su istanza dell'operatore, dimostrando la correlazione tra l'incremento dei costi operativi e la realizzazione di nuovi investimenti per la transizione energetica o variazioni del perimetro di attività, e individuando le variabili che consentano di misurare *ex post* lo strutturale incremento del perimetro delle attività svolte;
- la definizione *ex post* della *baseline* di spesa di capitale, sulla base della spesa di capitale effettiva;
- in relazione al trattamento delle partite relative a cespiti in esercizio alla data di *cut-off*, di determinare le componenti di ricavo a copertura dei costi di capitale in continuità con i criteri previgenti, non avvalendosi della possibilità, prevista dal TIROSS, di riconoscere tali partite in via semplificata;
- di allineare il *lag* regolatorio degli ammortamenti a quello della remunerazione del capitale a decorrere dal primo anno di applicazione dei criteri ROSS, con riferimento agli investimenti entrati in esercizio nell'anno 2024;
- la conferma di un criterio di incentivazione alla messa in esercizio degli investimenti per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica, attraverso il riconoscimento di una remunerazione inferiore al WACC sulle immo-

bilizzazioni in corso, per un numero limitato di anni (4 o 6) dalla data in cui è stato sostenuto lo *spending*, superando il criterio di remunerazione decrescente; con riferimento ai servizi di distribuzione e misura elettrica, la conferma di una remunerazione delle immobilizzazioni in corso ad un tasso pari al WACC, con l'attivazione di uno specifico monitoraggio del tempo di permanenza delle immobilizzazioni in corso.

Con riferimento ai parametri tipici della regolazione ROSS, la delibera ha stabilito:

- che il coefficiente di allocazione dei recuperi di efficienza agli investimenti e alla gestione operativa siano rispettivamente pari a 0 e a 1, in considerazione del fatto che, nella fase attuale, le efficienze sono interamente riconducibili ai costi operativi;
- di definire tassi di capitalizzazione differenziati per impresa, utilizzando, ai fini della determinazione dei tassi per gli anni 2024 e 2025, la media dei tassi di capitalizzazione relativi al periodo 2021-2025 e prevedendo un meccanismo di *reopener*, nel corso dell'anno 2025, per i tassi di capitalizzazione relativi agli anni 2026 e 2027;
- che, sia ai fini della determinazione sia ai fini dell'applicazione del tasso di capitalizzazione, venga considerata la spesa inclusiva delle immobilizzazioni in corso;
- l'esclusione dalla spesa totale rilevante ai fini del tasso di capitalizzazione dei costi incomprimibili riconosciuti *on top* alla componente *fast money*, nonché delle componenti di ricavo riconosciute sulla base di specifici meccanismi tariffari.

La delibera 497/2023/R/com ha inoltre previsto specifiche disposizioni sul trattamento dell'inflazione, anche attraverso modifiche e integrazioni al TIROSS, e in particolare:

- ha confermato le disposizioni in materia di aggiornamento della *baseline* dei costi operativi *ex ante*, attraverso il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, ed *ex post*, sulla base del tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo, dall'anno t-1 all'anno t, rilevato dall'Istat;
- ha confermato, ai fini della rivalutazione dei costi di capitale, l'utilizzo del deflatore degli investimenti fissi lordi, precisando che:
 - ai fini della determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture o dei ricavi rilevanti per la loro determinazione, si considera, in via provvisoria, un deflatore con base 1 nell'anno t-1, tenendo conto dei valori del deflatore più aggiornati a disposizione e stimando i valori mancanti sui trimestri del medesimo anno t-1;
 - ai fini della determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, il tasso medio di variazione del deflatore viene ricalcolato *ex post*, in modo omogeneo per tutti i servizi, sulla base dei valori effettivi del deflatore dell'anno t-1, pubblicati dall'Istat nei conti economici trimestrali più aggiornati a disposizione al momento della determinazione;
- prevede di considerare, in sede di prima applicazione per l'anno 2024, in ragione del mutato riferimento dei trimestri su cui si procede a calcolare la variazione del deflatore, anche la dinamica del deflatore realizzatasi nei trimestri dell'anno t-2 (2022) non inclusi ai fini della quantificazione del ricavo ammesso dell'anno 2023 (c.d. raccordo).

Sulla base di quanto stabilito dalla delibera, gli operatori infrastrutturali hanno fornito gli elementi informativi utili sulla base di dati storici e valutazioni prospettiche, in merito ai parametri applicativi dei criteri ROSS-base, quali l'eventuale adesione all'opzione SAP, l'eventuale attivazione dello *Z-factor* e, per i servizi di trasporto gas e trasmissione elettrica, la proposta del tasso di capitalizzazione.

Con la delibera 497/2023/R/com, infine, sono state adottate misure per la semplificazione della struttura tariffaria per le imprese distributrici elettriche, tramite l'unificazione dei perimetri di distribuzione e di misura nella

definizione delle tariffe di riferimento, la previsione che le tariffe di riferimento definitive siano definite in euro per punto di prelievo servito, senza differenziazione per tipologie contrattuali, e l'eliminazione, nell'ambito della tariffa di misura, del dettaglio relativo alle quote parti a copertura dei costi di installazione e di verifica, sia a livello di tariffa di riferimento che di tariffa obbligatoria.

Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (II PWACC)

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, con la delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com, l'Autorità ha approvato i "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)".

Il provvedimento ha fissato in sei anni (2022-2027) la durata del periodo regolatorio del WACC, prevedendone, nel rispetto dei principi di prevedibilità e trasparenza, la suddivisione in due sub-periodi di durata triennale (2022-2024 e 2025-2027) per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale. Coerentemente, i parametri comuni a tutti i servizi, la cui definizione è tipicamente basata su valutazioni di lungo periodo, sono stabiliti per tutta la durata del periodo di regolazione. I parametri maggiormente influenzati dal contesto macroeconomico sono invece stabiliti per il primo sub-periodo e successivamente aggiornati per il secondo sub-periodo. Al fine di considerare eventuali situazioni di rapida evoluzione del contesto macroeconomico, per tali parametri è inoltre previsto, almeno per il primo triennio, un meccanismo di aggiornamento annuale secondo una logica *trigger*, che prevede che l'aggiornamento annuale del WACC si attivi solo qualora, dall'aggiornamento di determinati parametri, si determini una variazione del WACC pari ad almeno 50 punti base per almeno un servizio regolato. I parametri specifici di ciascun servizio seguono invece logiche di aggiornamento specifiche.

Ai fini dell'aggiornamento del tasso di remunerazione per l'anno 2024, con delibera 28 novembre 2023, 556/2023/R/com, l'Autorità ha verificato l'attivazione del meccanismo di *trigger* sopra descritto, rilevando una variazione del WACC per tutti i servizi superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore. Pertanto, con la medesima delibera, è stato disposto l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per l'anno 2024 secondo i valori riportati nella tavola 5.1.

TAV. 5.1 Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas

SERVIZIO	2024
Trasmissione dell'energia elettrica	5,8%
Distribuzione e misura dell'energia elettrica	6,0%
Stoccaggio	6,6%
Rigassificazione	6,7%
Trasporto del gas	5,9%
Distribuzione e misura del gas	6,5%

Fonte: ARERA.

Regolazione dell'*unbundling*

Certificazione finale di Snam Rete Gas e di Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestori di sistema di trasporto del gas naturale

Con la delibera 4 aprile 2023, 140/2023/R/gas, l'Autorità ha adottato la decisione finale di certificazione di Snam Rete Gas e Infrastrutture Trasporto Gas come gestori di rete in separazione proprietaria.

Il procedimento di ricertificazione dei due gestori è stato avviato con la delibera 570/2020/R/gas a seguito delle comunicazioni trasmesse all'Autorità da parte di Snam, controllante di entrambe le imprese, in merito all'avvio, tramite società separate, di una serie di iniziative di investimento che prevedono l'acquisizione, lo sviluppo e la conversione di infrastrutture di produzione di biogas e biometano, nonché ulteriori iniziative nello sviluppo del settore dell'idrogeno e dell'efficienza energetica.

Con la delibera 501/2022/R/gas l'Autorità ha certificato preliminarmente i due gestori, tenendo conto di tutti gli elementi rilevanti per verificare il rispetto delle finalità di cui all'art. 9 della direttiva 2009/73/CE, tra cui la modesta quantità di biometano immessa in rete, il fatto che tutte le altre attività diverse dalla produzione di biometano non implicano l'immissione di gas prodotto nella rete, le misure organizzative e procedurali proposte da Snam per assicurare la compatibilità dei citati investimenti con la normativa *unbundling*, nonché l'impegno da parte di Snam di rivalutare tempestivamente le proprie partecipazioni nelle società operative nel biometano, una volta completata la fase di sviluppo industriale del settore.

Nel rispetto del termine di due mesi dalla ricezione del parere trasmesso dalla Commissione europea in data 6 febbraio 2023, l'Autorità con la delibera 140/2023/R/gas ha adottato quindi la decisione finale di certificazione dei due gestori, confermando, da un lato, le misure già adottate con la delibera di certificazione preliminare e, dall'altro, prescrivendo a Snam l'implementazione, entro il 30 giugno 2027, di soluzioni industriali - singolarmente o anche in combinazione fra loro - che possano assicurare una separazione di tipo strutturale fra l'attività svolta dal gestore e le attività di vendita e produzione, quali il mantenimento solo di una partecipazione finanziaria passiva nelle società che si occupano di biometano e/o la gestione degli impianti di produzione di biometano come un servizio infrastrutturale offerto a terzi, sulla base di condizioni di accesso ed erogazione e tariffe definite dall'Autorità. Ciò al fine di garantire la compatibilità con il modello di separazione proprietaria delle iniziative intraprese all'interno del gruppo nel settore biometano, come richiesto anche dalla Commissione europea nel proprio parere. Nelle more dell'adozione delle predette soluzioni strutturali, la delibera ha infine prescritto a Snam di utilizzare il biometano prodotto e immesso in rete prioritariamente per autoconsumo da parte dei due gestori.

Separazione funzionale

Con la delibera 10 ottobre 2023, 448/2023/E/com, l'Autorità ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'invio delle comunicazioni obbligatorie previste dal TIUF (allegato A alla delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com) a carico delle imprese esercenti almeno una delle attività di cui al comma 4.1 dello stesso TIUF, al fine di verificare il corretto adempimento degli obblighi a loro carico in materia

di separazione funzionale. In particolare, l'Autorità ha intimato alle imprese elencate nell'allegato A al provvedimento di trasmettere le informazioni di stato relative alla separazione funzionale necessarie per individuare le imprese effettivamente soggette agli obblighi di separazione funzionale, e alle imprese elencate nell'allegato B al medesimo provvedimento di trasmettere le raccolte annuali di separazione funzionale, relative al 2022, cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF e, specificamente, la raccolta: "Adempimenti al TIUF" (che permette, tra le altre cose, l'invio del Programma di adempimenti, previsto dall'art. 14.5 del TIUF, redatto dal gestore indipendente che riporta le misure adottate per assicurare il rispetto dei principi di separazione funzionale da parte dell'impresa).



CAPITOLO

6



**REGOLAZIONE
NEL SERVIZIO IDRICO**

SETTORIALE

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

L'art. 172, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133¹, prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) presenti alle Camere una Relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dallo stesso decreto legislativo n. 152/2006, in particolare a carico:

- delle regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito (EGA);
- degli enti di governo dell'ambito, per l'affidamento del servizio idrico integrato (SII);
- degli enti locali, in relazione alla partecipazione agli enti di governo dell'ambito e in merito all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato ai gestori affidatari del servizio.

L'Autorità, che a partire dal 2015 provvede stabilmente alla redazione di specifiche relazioni presentate alle Camere, con riferimento alla situazione registrata nei due semestri del 2023, ha predisposto rispettivamente le relazioni 18 luglio 2023, 323/2023/I/idr, e 6 febbraio 2024, 38/2024/I/idr, evidenziando, da un lato, i miglioramenti venuti in rilievo nella riorganizzazione della *governance* di settore, dall'altro, le criticità ancora riscontrate in ordine alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato. Tali ritardi contribuiscono – unitamente ad altri elementi – a incrementare i differenziali nei livelli di prestazione del servizio e nella possibilità di accesso ai servizi idrici tra le diverse aree del Paese (c.d. *Water Service Divide*)².

Nello specifico, dal monitoraggio sugli assetti locali del servizio idrico integrato effettuato nel corso del 2023, emerge un quadro che può essere così sintetizzato:

- conferma, in generale, del definitivo completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi enti di governo dell'ambito in tutte le aree territoriali del Paese (nel 2015 si registravano criticità in nove regioni), mentre il processo di razionalizzazione del numero degli ATO, attualmente pari a 62, non appare più dotato della spinta degli anni passati. Al riguardo, si fa riferimento al recente sviluppo della legislazione regionale in talune aree del Paese verso un'articolazione dell'organizzazione territoriale del servizio idrico integrato di dimensioni anche inferiori al territorio provinciale, configurando profili di potenziale criticità con la disciplina di riordino della materia dei servizi pubblici locali (decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201), in base alla quale le regioni sono chiamate a incentivare la riorganizzazione degli ambiti o bacini di riferimento dei servizi pubblici locali a rete di propria competenza, orientandone l'organizzazione preferibilmente su scala regionale o comunque in modo da consentire economie di scala o di scopo idonee a massimizzare l'efficienza del servizio;

1 Convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164.

2 Al fine di superare tali criticità, il legislatore ha varato alcune misure per il rafforzamento del processo di industrializzazione del settore e ridurre il divario esistente (*Water Service Divide*) tra il Centro-Nord e il Mezzogiorno, come previsto nelle azioni di riforma del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). Il riferimento, in particolare, è:

- alla previsione di cui all'art. 22, comma 1-*quinquies*, del decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, che ha fissato un termine (1° luglio 2022) entro il quale l'ente di governo dell'ambito era tenuto a esprimersi sulla ricorrenza dei requisiti per la salvaguardia delle gestioni in forma autonoma di cui al comma 2-*bis*, lettera b), dell'art. 147 del decreto legislativo n. 152/2006, nonché un successivo termine (30 settembre 2022) entro il quale il richiamato ente era tenuto a provvedere ad affidare al gestore unico tutte le gestioni non fatte salve ai sensi del citato comma 2-*bis*;
- alle disposizioni di "rafforzamento della *governance* della gestione del servizio idrico integrato" introdotte dall'art. 14 del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, con l'obiettivo di superare le perduranti situazioni inerziali con riferimento alle procedure di affidamento del servizio idrico integrato.

- persistenza dell'esigenza di conclusione del percorso avviato verso la piena operatività di taluni enti di governo dell'ambito presenti nei territori di Campania, Calabria e Sicilia;
- con riferimento ai profili di perdurante inerzia degli enti di governo nel procedere all'affidamento, evidenza di alcuni casi di superamento delle relative criticità a seguito dell'esercizio, da parte di alcune Regioni (Campania e Sicilia), di poteri sostitutivi in forza delle previsioni legislative introdotte dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115. Tuttavia, permane in tali contesti regionali – pur con elementi di differenziazione – l'esigenza di proseguire, in taluni dei relativi territori, nel processo di piena attuazione delle citate previsioni, che possono spiegare utili effetti in tema di rafforzamento della *governance* della gestione del servizio idrico integrato;
- essendo ormai decorso da tempo il termine previsto affinché le regioni sopra richiamate addivenissero al completo affidamento del servizio, urgente necessità di affidare il servizio idrico integrato – anche attraverso l'esercizio dei poteri sostitutivi nei confronti delle regioni interessate secondo le disposizioni normative recentemente introdotte – ovunque non risultino chiaramente delineate gestioni salvaguardabili in base alla normativa *pro tempore* vigente;
- urgente necessità che i soggetti territorialmente competenti completino, in ossequio alla normativa vigente, il processo di affidamento al gestore unico di tutte le gestioni non provviste di un titolo di salvaguardia in considerazione del fatto che la tempistica specificamente prevista dalla normativa vigente sia ormai spirata dal 30 settembre 2022;
- in stretta correlazione rispetto all'esigenza di perfezionamento in tempi rapidi del processo di razionalizzazione e consolidamento del panorama gestionale secondo le previsioni della normativa vigente, urgente priorità di eliminare la presenza di gestori cessati *ex lege* – in taluni casi interessati da procedure di affidamento già avviate dall'ente di governo dell'ambito – che attualmente esercitano il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente;
- con riferimento, infine, ad alcune aree del Mezzogiorno e delle isole (in particolar modo l'ATO Unico della Puglia e l'ATO Unico della Sardegna), esigenza, in considerazione della scadenza delle concessioni dei relativi operatori (31 dicembre 2025), di definire un assetto gestionale duraturo.

In materia di riordino dei servizi pubblici locali, il richiamato DLgs n. 201/2022, affermando la centralità del ruolo delle Autorità di regolazione nel garantire condizioni elevate di qualità di detti servizi nei vari contesti, in linea con l'obiettivo di coesione sociale e territoriale, ha individuato, tra i compiti che queste ultime devono svolgere nel proprio ambito di competenza, la predisposizione di schemi tipo di bandi di gara (art. 7, comma 2). Nel dare seguito al citato dettato normativo, con la delibera 14 febbraio 2023, 51/2023/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di schemi tipo di bando di gara per l'affidamento della gestione del servizio idrico integrato, nell'ambito del quale saranno individuati i contenuti minimi al fine di garantire maggiore uniformità degli atti che disciplinano le procedure a evidenza pubblica per l'affidamento della gestione del servizio idrico integrato.

Collaborazione con altre istituzioni

Gruppi di lavoro interistituzionali per il recepimento della normativa eurounitaria

Trasposizione della nuova direttiva europea sulle acque potabili e seguiti applicativi

In data 21 marzo 2023 è entrato in vigore il decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva UE 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio³ concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonda la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque Potabili)⁴.

Nell'ambito del processo di stesura del sopra citato decreto, l'Autorità ha partecipato a uno specifico Gruppo di lavoro coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con altre istituzioni, tra cui il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle imprese e del made in Italy) e l'Istituto Superiore di Sanità.

Il ruolo dell'Autorità nell'ambito del Gruppo di lavoro si è, in particolar modo, esplicitato in merito alla valutazione di talune definizioni introdotte nel decreto di recepimento e all'individuazione degli "indicatori di perdite di rete" da utilizzare ai fini della valutazione dei miglioramenti e per le comunicazioni alla Commissione europea, riconducendoli alla disciplina sulla regolazione della qualità tecnica del SII.

Nel corso dell'anno 2023, l'Autorità ha comunicato al Ministero della salute il nominativo del proprio rappresentante ai fini dell'istituzione della Commissione nazionale di sorveglianza sui Piani di sicurezza dell'acqua⁵, secondo quanto stabilito dall'art. 20 del decreto legislativo n. 18/2023.

Inoltre, nel corso dell'anno l'Autorità ha partecipato ad alcuni seminari organizzati dal Ministero della salute, volti a meglio chiarire a tutti gli operatori i contenuti e taluni aspetti applicativi del decreto, fornendo il proprio contributo sui punti di attinenza con la regolazione del settore idrico.

Recepimento nella normativa nazionale del regolamento europeo in materia di riutilizzo delle acque reflue depurate

A partire dal 26 giugno 2023 è vigente il regolamento (UE) n. 741/2020 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata. A livello nazionale, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sta curando – quale capofila di un Gruppo di lavoro interistituzionale de-

³ Pubblicata in data 16 dicembre 2020.

⁴ Nell'ambito del processo di revisione della direttiva, l'Autorità aveva partecipato a un tavolo tecnico coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e l'Istituto Superiore di Sanità, volto alla predisposizione di contributi, fornendo specifiche osservazioni in merito alle proposte emendative presentate dalla Presidenza del Consiglio europeo ovvero da altri Stati membri. Il contributo dell'Autorità, in tale sede, aveva avuto a oggetto prevalentemente le misure in discussione per rafforzare la trasparenza dei dati (economici, tecnici e afferenti alla qualità dell'acqua erogata) nei confronti dell'utenza, oltre a valutazioni tecniche tese a rendere più efficace e rapida l'applicazione – da parte dei diversi soggetti coinvolti – delle nuove disposizioni.

⁵ La Commissione svolge compiti di indirizzo e sorveglianza e prevede la partecipazione di un rappresentante dell'Autorità, oltre a rappresentanti del Ministero della salute (presidenza), dell'ISS, del Coordinamento interregionale della prevenzione, della Commissione salute, della Conferenza delle regioni e delle province autonome, di SNPA e degli EGATO.

dicato⁶ che coinvolge anche l’Autorità – i lavori volti alla finalizzazione degli atti normativi collegati al citato regolamento.

In tale ambito, nel corso dell’anno, l’Autorità è stata invitata a partecipare ad alcuni confronti tecnici e operativi, organizzati dal Ministero, con gli addetti del settore idrico e le amministrazioni competenti, allo scopo di sviluppare l’approccio di settore e in ossequio agli obblighi di comunicazione e sensibilizzazione dettati dall’art. 9 del regolamento (UE) n. 741/2020.

Il decreto legge 14 aprile 2023, n. 39, recante “Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l’adeguamento delle infrastrutture idriche”, ha previsto all’art. 7 specifiche disposizioni relative al riutilizzo a scopi irrigui in agricoltura delle acque reflue depurate ai sensi del regolamento (UE) n. 741/2020.

Revisione della direttiva europea in materia di acque reflue

Nel mese di ottobre 2022 la Commissione europea ha avviato i lavori volti all’aggiornamento della direttiva 91/271/CEE sul trattamento delle acque reflue urbane, prevedendo importanti modifiche all’impianto precedente, quali, in particolare:

- l’ampliamento del campo di applicazione agli agglomerati con più di 1.000 A.E. (Abitanti Equivalenti), invece dei precedenti 2.000 A.E., con obbligo di estensione delle reti fognarie e di adottare un trattamento dei reflui urbani almeno pari al secondario;
- l’introduzione dell’obbligo di sottoporre i reflui confluiti in impianti di taglia superiore a 10.000 A.E. o 100.000 A.E., rispettivamente a trattamenti terziari o quaternari;
- l’inserimento di obblighi di controllo anche per i sistemi di depurazione individuale (IAS);
- l’introduzione dei Piani di gestione per contrastare l’inquinamento delle acque meteoriche;
- l’introduzione di misure di trasparenza, monitoraggio e valutazione del rischio.

In relazione alla proposta di revisione della direttiva, nel corso dell’anno 2023, l’Autorità ha condiviso con il Ministero dell’ambiente le proprie osservazioni sugli aspetti tecnici ed economici legati alle novità normative in discussione, in alcune giornate di audizioni organizzate dal medesimo Ministero con lo scopo di acquisire specifiche osservazioni da parte degli *stakeholder*⁷.

L’Autorità, nell’ambito del Gruppo di lavoro all’uopo istituito, ha espresso preoccupazione sulle tempistiche prospettate dalla rifusione della direttiva, alla luce dei nuovi obiettivi – molto sfidanti – presenti nella riforma. È stato inoltre sollevato il tema di una previsione di incremento rilevante nella spesa per gli investimenti necessari a ottemperare alle novità in discussione.

In ottobre 2023, in Consiglio Ambiente, i Ministri europei hanno dato il via libera al testo discusso nel corso dell’anno e che costituisce la posizione del Consiglio, proponendo tempi di applicazione più dilatati e talune deroghe ulteriori rispetto al testo licenziato dalla Commissione. Di contro, il testo approvato dal Parlamento

⁶ Ai lavori del tavolo hanno partecipato il Ministero dell’agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il CREA (Consiglio per la ricerca in agricoltura e l’analisi dell’economia agraria), l’Istituto superiore di sanità, l’ISPRA (Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale), le Regioni e l’Autorità.

⁷ Tale attività si colloca nell’ambito dello specifico Gruppo di lavoro finalizzato alla formazione di una posizione unitaria a livello nazionale da portare in sede di Consiglio europeo, coordinato dal Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, che vede il coinvolgimento di diverse istituzioni, tra le quali il Ministero della salute, la Conferenza delle Regioni e Province autonome e Autorità di Bacino Distrettuale.

europeo risulta mediamente più stringente di quello della Commissione. Successivamente, sono stati avviati i triloghi tra Commissione, Parlamento e Consiglio volti all'approvazione di un testo finale congiunto, avvenuta in data 29 gennaio 2024. Il testo è stato reso disponibile al termine del COREPER del 1° marzo scorso, ed è in attesa delle votazioni finali in Parlamento e nel Consiglio Ambiente.

Commissione di allerta rapida sul servizio idrico

Nel periodo compreso tra i mesi di luglio e settembre del 2023 si sono svolte alcune interlocuzioni tra gli Uffici della Direzione Tariffe e Corrispettivi Ambientali e i rappresentanti del Ministero delle imprese e del made in Italy (MIMIT) – Unità di missione a supporto del Garante per la sorveglianza dei prezzi (di seguito anche: Garante dei prezzi) in merito alle articolazioni dei corrispettivi applicati agli utenti del servizio idrico integrato. Tali interlocuzioni hanno fatto seguito ad alcune esigenze di approfondimento avanzate dal MIMIT relativamente all'eterogeneità della spesa sostenuta per il servizio idrico integrato riscontrata nei diversi contesti a livello nazionale, alla luce di talune segnalazioni pervenute al Garante dei prezzi. Nel corso delle interlocuzioni avviate, gli Uffici dell'Autorità hanno rappresentato ai referenti del MIMIT le competenze e le attività svolte dall'Autorità in merito al tema delle articolazioni dei corrispettivi del servizio idrico integrato, con riferimento in particolare a:

- l'intervento di primo riordino e razionalizzazione avvenuto con la delibera 28 settembre 2017, 665/2017/R/idr, di approvazione del Testo integrato corrispettivi servizi idrici (TICSI), recante i criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti;
- l'attività di monitoraggio effettuata in concomitanza alle raccolte dati biennali finalizzate alle istruttorie per l'approvazione delle predisposizioni tariffarie.

In occasione degli incontri, gli Uffici hanno fornito altresì elementi informativi in merito al meccanismo di aggiornamento biennale delle raccolte dati tariffarie, distinguendo tra costi ammessi a riconoscimento (che determinano l'ammontare complessivo da coprire con la tariffa) e corrispettivi articolati agli utenti (questi ultimi determinati dagli enti di governo dell'ambito sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità, ma non oggetto di approvazione da parte dell'Autorità medesima).

Alla luce della richiesta formulata dai referenti del MIMIT di potere disporre del *dataset* relativo alla spesa del SII dell'utenza domestica residente "tipo" (nucleo familiare composto da tre componenti e consumo annuo di 150 m³ di acqua) per l'annualità più recente a disposizione dell'Autorità (2022), e di comprendere le ragioni tecniche e gestionali potenzialmente alla base dell'eterogeneità della spesa riscontrata a livello nazionale, gli Uffici, oltre a trasmettere i dati richiesti di spesa, organizzati per singola gestione del SII, hanno all'uopo predisposto una relazione avente a oggetto sia alcune elaborazioni effettuate sul campione di dati, sia l'illustrazione dei potenziali fattori alla base della disomogeneità nei costi di fornitura, sottesi alla variabilità della spesa, nonché, pur se in misura minore, conseguenti alle scelte di articolazione tariffaria operate localmente, nei limiti di flessibilità consentiti dal TICSI. Gli elementi forniti sono stati oggetto di presentazione e di approfondimento nel corso della riunione della Commissione di allerta rapida di sorveglianza dei prezzi sul servizio idrico presieduta dal Garante dei prezzi lo scorso 20 novembre 2023⁸.

8 V. www.mimit.gov.it/it/notizie-stampa/notizia-oggi-20-11.

Supporto nell'ambito di rilevazioni e iniziative internazionali sul settore idrico

Nel 2023 è proseguita l'attività di supporto istituzionale nell'ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi a oggetto il settore idrico.

Nel febbraio 2023, il Ministero dell'economia e delle finanze (MEF) ha trasmesso all'Autorità la richiesta dell'OCSE per l'aggiornamento quinquennale degli indicatori di *Product Market Regulation* (PMR). In particolare, il MEF ha richiesto all'Autorità di fornire elementi relativamente alla *governance* del settore idrico e alle caratteristiche del regolatore nazionale.

Il contributo è stato inviato dall'Autorità al Dipartimento del Tesoro, che ha successivamente veicolato la richiesta di ulteriori approfondimenti da parte dell'OCSE nel corso del successivo mese di luglio, cui l'Autorità ha puntualmente dato riscontro.

Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti nel servizio idrico integrato

Approvazione degli specifici schemi regolatori ai sensi del Metodo tariffario idrico (MTI-3)

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle proposte di aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per il biennio 2022-2023 elaborate in osservanza delle delibere 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr⁹, e 30 dicembre 2021, 639/2021/R/idr¹⁰, e ha adottato 32 delibere di determinazione tariffaria (concludendo, in alcuni casi, anche le verifiche sulle predisposizioni per gli anni 2020 e 2021, riferite a contesti caratterizzati da talune complessità delle proposte riferite al terzo periodo regolatorio 2020-2023).

9 Con la delibera 580/2019/R/idr, di approvazione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio (MTI-3), l'Autorità ha richiesto agli enti di governo dell'ambito, ovvero agli altri soggetti competenti individuati con legge regionale, responsabili della predisposizione della tariffa, di aggiornare:

- il Programma degli interventi (PdI) – di cui il Piano delle opere strategiche (POS) costituisce parte integrante e sostanziale – che specifica tra l'altro le criticità riscontrate sul relativo territorio, gli obiettivi che si intendono perseguire in risposta alle predette criticità, nonché la puntuale indicazione degli interventi per il periodo 2020-2023 (distinguendo le opere strategiche dettagliate nel citato POS dagli altri interventi);
 - il Piano economico-finanziario (PEF), che esplicita il vincolo ai ricavi del gestore (VRG) e il moltiplicatore tariffario teta (θ) che ogni gestore è tenuto ad applicare in ciascun ambito, per le singole annualità del periodo 2020-2023;
 - la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire la disciplina introdotta con la delibera 580/2019/R/idr.
- All'art. 6 della medesima delibera 580/2019/R/idr è stato poi previsto che, ai fini dell'aggiornamento biennale della predisposizione tariffaria, il soggetto competente:
- sulla base dei dati forniti dall'operatore (come integrati o modificati, in sede di validazione, secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio), determini con proprio atto deliberativo l'aggiornamento del vincolo ai ricavi del gestore e del moltiplicatore tariffario teta (θ) che ciascun gestore è tenuto ad applicare per le singole annualità del biennio 2022-2023;
 - ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità, trasmetta:
 - l'aggiornamento del Programma degli interventi, con specifica evidenza delle varianti al Piano delle opere strategiche;
 - il Piano economico-finanziario, recante il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultanti dall'aggiornamento per il biennio 2022-2023;
 - una relazione di accompagnamento che ripercorra la metodologia applicata;
 - l'atto o gli atti deliberativi di determinazione dell'aggiornamento biennale;
 - l'aggiornamento dei dati necessari richiesti.

10 Con la delibera 639/2021/R/idr, sono state definite – integrando le previsioni di cui all'MTI-3 – specifiche regole per procedere all'aggiornamento biennale delle tariffe del servizio idrico integrato per le annualità 2022 e 2023, anche in considerazione degli interventi regolatori richiesti per una efficace implementazione degli strumenti di supporto al *Next Generation* EU, fra cui il Dispositivo per la ripresa e resilienza (RRF) e il Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU).

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie riferite al biennio 2022-2023 deliberate dall'Autorità (fino al 31 dicembre 2023) riguardano 67 gestioni, interessando 30.830.747 abitanti. Si tratta in particolare:

- di 66 gestioni per le quali è stato approvato l'aggiornamento del relativo specifico schema regolatorio proposto dai soggetti competenti (composto da Programma degli interventi – Pdl, che include il Piano delle opere strategiche – POS, Piano economico-finanziario – PEF, e convenzione di gestione), previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi specifici fissati dai medesimi, gli interventi programmati per il periodo 2022-2023 e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio;
- dell'operatore al quale, nel mese di giugno 2022, il competente ente di governo dell'ambito ha provveduto ad affidare la gestione del servizio idrico integrato della Regione Molise (per una popolazione servita pari a 302.701 abitanti) e per il quale è stato approvato il relativo schema regolatorio di convergenza, ritenendo le modalità di recepimento dei criteri sottesi alla definizione del medesimo adeguate a promuovere il superamento progressivo delle condizioni di *Water Service Divide*, nonché a favorire il miglioramento dei profili di qualità tecnica e di qualità contrattuale¹¹.

Nello specifico, nei citati provvedimenti di approvazione tariffaria sono stati richiamati gli esiti dei controlli effettuati in ordine:

- all'assenza delle cause di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il terzo periodo regolatorio, come previste all'art. 8 della delibera 580/2019/R/idr (che contempla, fra le relative fattispecie, l'assenza del titolo a esercire il servizio, la fatturazione del consumo minimo impegnato, la mancata adozione della Carta dei servizi, la mancata consegna degli impianti al gestore affidatario di ambito e il mancato versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali – di seguito: CSEA – delle componenti perequative¹²);
- alla sussistenza dei requisiti di qualità tecnica di cui al Titolo 6 dell'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr, RQTI (in ordine alla disponibilità dei dati di misura, all'ottemperanza alle verifiche sulla qualità dell'acqua erogata, all'assenza di agglomerati in condanna ai sensi della direttiva 91/271/CEE e all'affidabilità dei dati di qualità tecnica), nonché ai valori iniziali assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica e contrattuale ai fini della definizione degli obiettivi per gli anni 2022-2023, dandone, per ciascun gestore, specifica evidenza nella pertinente delibera di approvazione tariffaria, unitamente ai principali interventi infrastrutturali programmati per il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'RQTI (anche precisando l'avvenuto recepimento nel Programma degli interventi dei progetti finanziati dalle risorse pubbliche eventualmente stanziati nell'ambito degli strumenti del *Next Generation EU*);

11 Con il metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, MTI-3, è stato previsto il c.d. schema regolatorio di convergenza, che trova applicazione (per un periodo limitato e predefinito) con riferimento alle situazioni caratterizzate da una perdurante e significativa carenza di informazioni e che consente al soggetto competente di effettuare una valorizzazione parametrica delle componenti di costo (costi operativi e costi delle immobilizzazioni) ai fini della predisposizione tariffaria.

Lo schema regolatorio di convergenza si inserisce nell'ambito delle misure predisposte dall'Autorità, in ottica di semplificazione degli adempimenti richiesti e di penalizzazione per stimolare la *compliance* alla regolazione, per il superamento del *Water Service Divide*, al fine di favorire la progressiva convergenza a una situazione di maggiore uniformità sul territorio nazionale. Nell'ambito delle proprie competenze, l'Autorità è infatti chiamata a promuovere il graduale superamento delle condizioni che limitano l'accesso alle misure tese a favorire il continuo miglioramento dei profili di stabilità e certezza del quadro degli assetti istituzionali locali, di qualità tecnica e contrattuale, nonché degli elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio.

Nel corso del terzo periodo regolatorio sono stati presentati all'Autorità schemi regolatori di convergenza in particolare relativi a talune aree del Mezzogiorno del Paese, secondo regole semplificate e sulla base di un programma di impegni ben identificati, con un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale.

12 Con riguardo alla componente perequativa U14 (prevista dal comma 30.1 dell'MTI-3, volta all'alimentazione e alla copertura dei costi di gestione del Fondo di garanzia delle opere idriche di cui all'art. 58 della legge n. 221/2015), si rammenta che con delibera 30 maggio 2023, 239/2023/R/idr, l'Autorità ha proceduto a un aggiornamento della relativa quantificazione, disponendo che, a decorrere dal 1° luglio 2023, la medesima fosse pari a 0,0 centesimi di euro/m³, fermo restando l'eventuale successivo aggiornamento, in relazione al fabbisogno del relativo Conto, a norma di quanto già previsto dal comma 30.4 dell'MTI-3. Detto intervento – alla luce degli impieghi del Fondo e delle riserve tecniche desumibili dal "Rapporto sulla gestione (...) del Conto per l'alimentazione e la copertura dei costi di gestione del Fondo di garanzia delle opere idriche (Conto U14) (...) - VI bimestre 2022", trasmesso dalla CSEA nel mese di aprile 2023 – è stato motivato dalla necessità di assicurare (nel rispetto delle norme recate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 30 maggio 2019) che il Fondo rispetti un rapporto di necessaria coerenza tra gli impieghi e le riserve tecniche.

- ai costi di investimento e di esercizio (di cui i gestori hanno prodotto dichiarazione di corrispondenza con le informazioni patrimoniali, economiche e finanziarie risultanti dalle fonti contabili obbligatorie), tra l'altro specificando l'eventuale presenza:
 - di scostamenti tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, valutandone l'entità e le motivazioni dei ritardi;
 - di costi operativi connessi a specifiche finalità, $Opex_{tel}^a$ di cui all'art. 18 dell'MTI-3¹³, nonché di eventuali recuperi (a vantaggio dell'utenza), per talune delle voci ricomprese in detta componente, dello scostamento tra la quantificazione ritenuta ammissibile, in sede di prima approvazione, nelle annualità precedenti e gli oneri effettivamente sostenuti dal gestore nella medesima annualità;
 - del ricorso alle misure per la sostenibilità finanziaria delle gestioni, anche al fine di mitigare – secondo quanto al riguardo previsto dalla richiamata delibera 639/2021/R/idr e dalla delibera 24 maggio 2022, 229/2022/R/idr – gli effetti derivanti dallo straordinario aumento dei costi per la fornitura di energia elettrica sull'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, nonché gli effetti del protrarsi dell'emergenza epidemiologica da Covid-19 e delle conseguenti iniziative adottate nel 2021 per il contrasto alla diffusione del virus;
 - al fine di tenere doverosamente conto dell'esito dei contenziosi riferiti a talune disposizioni adottate dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, dell'avvenuta predisposizione della componente di conguaglio aggiuntiva, Rc_{ARC}^a per effetto della riconsiderazione da parte dell'ente di governo dell'ambito – su istanza del pertinente gestore per la copertura dei costi efficienti – delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2012 e 2013, nonché al periodo 21 luglio-31 dicembre 2011;
 - di oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa.

Regolazione tariffaria per il quarto periodo regolatorio 2024-2029

Con la delibera 21 febbraio 2023, 64/2023/R/idr, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione del metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4), successivamente integrandolo con il procedimento, di cui alla delibera 12 settembre 2023, 399/2023/R/idr, volto alla determinazione della tariffa idrica da applicare agli utenti della società Acque del Sud S.p.a. (alla quale – a opera del comma 2-*bis* dell'art. 23 del decreto legge 22 aprile 2023, n. 44 – sono state trasferite le funzioni del soppresso Ente per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia – EIPLI).

Nell'ambito dei richiamati procedimenti, con i documenti per la consultazione 3 ottobre 2023, 442/2023/R/idr, e 21 novembre 2023, 543/2023/R/idr, l'Autorità ha quindi configurato una nuova metodologia tariffaria che, tra l'altro:

13 Il citato art. 18 dell'MTI-3 ricomprende all'interno della componente $Opex_{tel}^a$ per gli anni 2022 e 2023, le seguenti voci di costo aventi natura previsionale: *i*) oneri riconducibili a integrazioni gestionali o alla presenza di nuovi processi tecnici gestiti, $Op^{new,a}$; *ii*) costi per gli adeguamenti agli standard di qualità tecnica definiti con la delibera 917/2017/R/idr, $Opex_{gr}^a$; *iii*) oneri aggiuntivi relativi ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli standard e agli obiettivi di qualità contrattuale di cui alle delibere 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr (RQSII), e 17 dicembre 2019, 547/2019/R/idr, $Opex_{ci}^a$; *iv*) oneri per il mantenimento o l'introduzione di agevolazioni ulteriori rispetto a quelle minime previste dalla regolazione (c.d. bonus idrico integrativo) e per interventi di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3, lett. a), dell'Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr (REMSII), Op_{social}^a ; *v*) oneri per l'implementazione delle misure tese ad accelerare l'adeguamento alle più recenti disposizioni regolatorie per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura – ove ne ricorrano i presupposti – Op_{mi}^a , anche alla luce delle disposizioni recate dalla delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, per l'integrazione della disciplina in materia di misura del servizio idrico integrato.

- confermi l'impostazione generale adottata nelle precedenti annualità, comunque declinandola in una prospettiva di più lungo termine (prospettando un periodo regolatorio avente la durata di 6 anni e, in particolare, prevedendo un aggiornamento del Piano delle opere strategiche – POS, fino al 2035);
- tenga conto dell'introduzione di nuovi elementi nell'ambito dell'attività di aggiornamento della regolazione della qualità tecnica;
- preveda:
 - un consolidamento delle regole vigenti in grado di favorire la spesa per investimenti (come determinata anche alla luce del citato aggiornamento della regolazione della qualità tecnica) e di promuovere una crescente efficienza gestionale (ferma restando l'attenzione alle specificità dei singoli contesti, che connotano l'asimmetria);
 - in particolare, modalità più efficaci per sostenere la spesa per investimenti nei contesti nei quali non è ancora stato possibile fruire dei benefici generalmente apportati dalla regolazione settoriale, declinando misure per il superamento delle seguenti criticità: *i)* limitata spesa per investimenti nelle grandi infrastrutture *upstream* che, per loro stessa natura, non possono essere esaustivamente considerate nell'ambito delle attuali programmazioni richieste per la gestione del servizio idrico integrato; *ii)* ritardi e carenze nell'implementazione dei piani per il superamento dell'eventuale mancanza dei prerequisiti relativi alla regolazione della qualità tecnica; *iii)* mancato conseguimento della necessaria capacità di ricorso al credito, di attrazione delle competenze specialistiche e di conduzione delle opere da parte di alcuni gestori di ambito tale da rendere difficile la realizzazione di impianti non ulteriormente procrastinabili;
 - un aggiornamento della trattazione della componente a copertura del costo di energia elettrica, in grado di tenere conto sia dell'evoluzione delle condizioni nei mercati, sia della dimensione gestionale e delle caratteristiche tecniche di produzione dei servizi idrici e che – alla luce della molteplicità delle possibili *policy* di acquisto, nonché della perdurante volatilità nei mercati di approvvigionamento – consideri anche i possibili effetti riconducibili a una dispersione di valori rispetto al *benchmark*, attraverso un congruo intervallo di tolleranza;
 - un'estensione dell'approccio già adottato nell'MTI-3 per valorizzare interventi per la sostenibilità energetica e ambientale e la resilienza a fronte del *climate change*, al fine di potenziarne l'efficacia, anche prospettando un primo impiego delle risorse del Fondo per la promozione dell'innovazione di cui all'art. 36-*bis* dell'MTI-3 per incentivare (tramite l'attribuzione di premialità) il riutilizzo delle acque reflue depurate (incentivo al riuso nel rispetto del principio di "*Water Conservation*") e la riduzione delle quantità di energia elettrica acquistata (incentivando il risparmio energetico e/o l'autoproduzione di energia);
 - alcuni accorgimenti volti ad accompagnare (favorendone il completamento) i processi di aggregazione gestionale in atto per effetto delle più recenti disposizioni normative tese alla razionalizzazione della *governance* di settore, in particolare adeguando la disciplina della "regolazione di convergenza" (per cogliere tutte le opportunità insite nella stessa) introdotta con l'MTI-3 e volta alla progressiva riduzione dei differenziali nei livelli di prestazione del servizio e nella possibilità di accesso all'acqua, tra le aree del Paese.

In esito al processo di consultazione sopra richiamato, è stata adottata la delibera 28 dicembre 2023, 639/2023/R/idr, declinando l'intervento regolatorio sulla base di uno scenario diverso da quello tradizionale, molto più ampio e in grado di includere complessità di maggiori dimensioni, fornendo strumenti per superare i gravi limiti infrastrutturali evidenziati dal *climate change*. In particolare, si è ritenuto opportuno favorire (con l'adozione coordinata di misure di qualità tecnica e tariffaria) lo sviluppo di una efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrici e, allo stesso tempo, promuovere una maggiore cooperazione nei diversi livelli di pianificazione che interessano il comparto idrico.

Più in dettaglio, confermando quanto prospettato in consultazione, con il provvedimento da ultimo citato:

- con riguardo alla durata del quarto periodo regolatorio, è stato ampliato l'orizzonte temporale che ha caratterizzato i precedenti periodi, in particolare prevedendo:
 - una durata di sei anni per la valorizzazione dei moltiplicatori tariffari e delle componenti di costo riconosciute (come risultanti dai pertinenti documenti di programmazione elaborati dagli enti di governo dell'ambito per ciascuna gestione), salvo i previsti aggiornamenti;
 - un aggiornamento a cadenza biennale delle predisposizioni tariffarie secondo le modalità e i criteri che saranno individuati nell'ambito di successivi procedimenti;
 - una eventuale revisione infra periodo della proposta tariffaria, su istanza motivata dell'ente di governo dell'ambito o altro soggetto competente, che potrà essere presentata in qualsiasi momento del periodo regolatorio al verificarsi di circostanze straordinarie e tali da pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario della gestione;
- è stata mantenuta l'impostazione generale che ha caratterizzato il metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio, con specifico riferimento a:
 - la regolazione tariffaria applicabile, riconducibile ai seguenti sistemi:
 - ✓ la matrice di schemi regolatori nell'ambito della quale ciascun soggetto competente – in possesso di tutti i dati necessari alla valorizzazione delle componenti di costo del servizio – seleziona lo schema più appropriato sulla base di una scelta tridimensionale, in ragione: *i)* del fabbisogno di investimenti – inclusivo di quelli che il gestore prevede di realizzare con contributi a fondo perduto già stanziati ed effettivamente disponibili – in rapporto al valore delle infrastrutture esistenti; *ii)* dell'eventuale presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività del gestore, principalmente riconducibili a significativi processi di aggregazione gestionale, ovvero all'introduzione di nuovi processi tecnici gestiti dei quali sia attestata la rilevanza; *iii)* dell'entità del vincolo ai ricavi per abitante servito dalla gestione rispetto al valore *VRG pro capite* medio (VRG_{PM}) stimato con riferimento all'anno 2022 per l'intero settore (e posto pari a 159 euro/abitante), tenendo conto anche della popolazione fluttuante servita;
 - ✓ lo schema regolatorio di convergenza, recante regole semplificate (per un periodo limitato e predefinito) cui – al verificarsi di rinnovate condizioni, volte ad accompagnare (favorendone il completamento) i processi di razionalizzazione gestionale in atto – è possibile fare ricorso nei casi caratterizzati da perduranti carenze degli atti e dei dati necessari ai fini tariffari, consentendo all'ente di governo dell'ambito di effettuare una ricostruzione parametrica su base *benchmark* delle voci di costo da riconoscere in tariffa e, conseguentemente, di redigere la predisposizione tariffaria pure a fronte di incompletezza delle informazioni;
 - la struttura generale del vincolo ai ricavi del gestore e delle relative componenti di costo;
 - la presenza di un vincolo alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario (fermo restando il principio di copertura dei costi efficienti di investimento e di esercizio), pur rimodulando i parametri che – nell'ambito della matrice di schemi regolatori – differenziano l'incidenza dei valori del limite di prezzo *K* e del fattore di *sharing X*, con la finalità di:
 - ✓ rilassare il limite alla crescita annuale del moltiplicatore tariffario, allo scopo di: *i)* superare le criticità che potrebbero verificarsi in presenza del disallineamento tra gli indici inflazionistici da utilizzarsi per l'adeguamento dei costi relativi ad annualità pregresse (stabilmente determinati monitorando l'effettiva dinamica dei prezzi al consumo) e la stima dell'evoluzione inflattiva attesa sulla base della quale viene determinato il vincolo alla crescita in parola; *ii)* sostenere i processi di aggregazione gestionale, l'introduzione di nuovi rilevanti processi tecnici gestiti, ovvero la previsione di un significativo fabbisogno di investimenti;

- ✓ mitigare l'impatto della misura di cui al precedente alinea, preservando la sostenibilità delle tariffe applicate all'utenza.

Sono poi stati confermati gli incentivi che hanno caratterizzato l'MTI-3 (basati sul riconoscimento, nella componente a copertura dei margini derivanti dalle altre attività idriche, di uno *sharing* maggiore a favore del gestore in presenza di misure innovative, caratterizzate da multisettorialità, che rispondono a obiettivi di sostenibilità energetica e ambientale), potenziandoli tramite il ricorso al Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato di cui all'art. 36-*bis* dell'MTI-3. In particolare, è stata prevista l'introduzione di due fattori premiali (Premio_{RIU,i} e Premio_{ENE,i}), a valere sulle risorse del Fondo sopra richiamato, da attribuire al gestore i-esimo (in ragione dell'operato del medesimo nel primo biennio 2024-2025 del quarto periodo regolatorio) per il quale risulti:

- un contenimento dell'indicatore "RIU – Quota dei volumi depurati destinabili al riutilizzo ma non destinati a tale finalità", definendo obiettivi di miglioramento/mantenimento differenziati in ragione del livello di pertinenza;
- una riduzione di almeno il 5% dell'indicatore "ENE – quantità di energia elettrica acquistata", assumendo come base per il confronto il valore medio annuale dell'energia elettrica acquistata nel periodo 2020-2023.

Ritenendo che tra i fattori volti a garantire una necessaria capacità di adattamento ai cambiamenti climatici possa rientrare la possibilità di ampliare il ricorso a una gestione della raccolta e del convogliamento delle acque meteoriche che si integri efficacemente con il restante sistema infrastrutturale, l'Autorità ha inoltre previsto che a partire dal 2024, ai fini della determinazione dei corrispettivi, possano essere incluse nel servizio idrico integrato le attività di raccolta e allontanamento delle acque meteoriche e di drenaggio urbano mediante la gestione e manutenzione di infrastrutture dedicate (fognature bianche), incluse la pulizia e la manutenzione delle caditoie stradali.

Per quanto attiene ai costi delle immobilizzazioni (Capex^a), allo scopo di determinare una copertura delle componenti di costo riconducibili al reperimento dei finanziamenti – in continuità con l'impostazione assunta nei precedenti periodi regolatori –, con la citata delibera 639/2023/R/idr è stato mantenuto il riconoscimento dei soli oneri finanziari e fiscali standardizzati, procedendo più in dettaglio a:

- confermare il riferimento a un tasso *risk free* reale, aggiornandone la valorizzazione all'1,58% sulla base di tassi di rendimento dei titoli di stato dell'area euro con scadenza decennale e con *rating* almeno AA (r_f^{real}), adeguato attraverso il *Water Utility Risk Premium* (WRP), posto pari al 2%, riconducibile ai seguenti fattori di rischio: *i*) il differenziale collegato a investimenti cosiddetti *risk free* in Italia; *ii*) gli ulteriori elementi connessi alla dimensione media, generalmente ridotta, degli operatori del settore; *iii*) ulteriori differenziali connessi alla natura generalmente pubblica e locale dei soci dei gestori del servizio idrico integrato, nella maggioranza dei casi enti locali, le cui modalità di finanziamento risentono dei vincoli di finanza pubblica imposti dalle norme vigenti;
- individuare un valore del coefficiente β pari a 0,79, in continuità con il precedente periodo regolatorio, atteso che la stabilità del quadro regolatorio nel suo insieme (preservata anche tramite gli interventi straordinari posti in essere per mitigare gli effetti di eventi imprevedibili, come la pandemia e gli eccezionali aumenti dei prezzi energetici) rappresenta un elemento di mitigazione del fattore di rischio sistematico relativo al settore;
- in considerazione dell'aumento del tasso medio sul debito riscontrato dall'Autorità nelle più aggiornate rilevazioni sul mercato del credito, con conseguenti condizioni generalmente meno favorevoli per l'ottenimento di finanziamenti, prevedere per il tasso di rendimento delle immobilizzazioni il cui interesse è soggetto a scudo fiscale (parametro K_d^{real}) un valore del 3%;

- non modificare il rapporto standard tra immobilizzazioni cui si applica lo scudo fiscale e le altre immobilizzazioni, ponendolo pari a 1, dal momento che non sono state ravvisate significative variazioni per quanto riguarda la composizione del capitale degli operatori;
- aggiornare il premio per il rischio di mercato (ERP), ponendolo pari al 3,5%, anche alla luce del citato aggiornamento del tasso r_f^{real} .

Per quanto concerne la definizione dei costi operativi (Opex^a), è stata confermata la distinzione tra costi operativi endogeni alla gestione ($\text{Opex}_{\text{end}}^a$), costi operativi aggiornabili $\text{Opex}_{\text{al}}^a$ (tra cui quelli afferenti all'energia elettrica e alle forniture all'ingrosso) e costi operativi associati a specifiche finalità $\text{Opex}_{\text{tel}}^a$ (di natura previsionale), prevedendo in particolare:

- con riferimento ai costi operativi endogeni ($\text{Opex}_{\text{end}}^a$), al fine di rafforzare le misure di promozione dell'efficienza gestionale, di mantenere – per i primi quattro anni del nuovo periodo regolatorio – il meccanismo di efficientamento di cui all'MTI-3, applicando – a partire dagli $\text{Opex}_{\text{end}}^{2022}$ opportunamente inflazionati – l'eventuale decurtazione di una quota calcolata in funzione: *i*) della differenza (ove positiva) tra i costi operativi endogeni riconosciuti al gestore nella tariffa dell'annualità 2020 e il costo operativo efficientabile, Co_{eff} sostenuto dall'operatore con riferimento alla medesima annualità; *ii*) di un coefficiente che assume valori differenziati a seconda del livello *pro capite* (riferito al 2020) del costo operativo totale sostenuto dall'operatore e del relativo costo operativo stimato, calcolato (sulla base dei dati relativi all'annualità 2020) applicando il modello statistico per l'individuazione della "funzione di costo di frontiera" elaborato dall'Autorità. Nello specifico, il mantenimento dell'impostazione che ha caratterizzato il terzo periodo regolatorio risulta dettato dalla necessità di tenere nella dovuta considerazione l'eccezionalità degli accadimenti verificatisi nel corso del periodo MTI-3, che ha fortemente limitato la possibilità di costituire *dataset* in grado di alimentare ulteriori affinamenti sulla base di valori e di meccanismi di promozione dell'efficienza più aggiornati;
- di introdurre, nei costi aggiornabili ($\text{Opex}_{\text{al}}^a$), specifici adeguamenti relativi alla definizione dei costi di energia elettrica, tesi a:
 - mitigare i rischi delle scelte di approvvigionamento effettuate dagli operatori, attraverso il riconoscimento di un costo per l'acquisto di energia elettrica nell'anno (a) pari a quello sostenuto nei due anni precedenti, con la precisazione che in sede di conguaglio dell'anno (a+2) verrà adottata una trattazione degli oneri in questione tale da assicurare che detto costo non risulti superiore a un *benchmark* (incrementato del 15%) che tenga conto dei costi – riferiti al medesimo anno (a) – relativi a un *mix* teorico di acquisto, ipotizzando inizialmente, ossia ai fini del calcolo del conguaglio del 2026 (sulla base della distribuzione dei consumi di energia elettrica per tipologia di contratto risultanti da studi di settore), una incidenza pari al 70% per i prezzi variabili e al 30% per quelli fissi, con aggiornamenti per le annualità successive;
 - rafforzare gli incentivi all'autoproduzione di energia elettrica da parte dei gestori del servizio idrico, introducendo la possibilità di valorizzarne il costo nell'ambito della componente a copertura dei costi energetici, a condizione che i costi di produzione associati, ivi compresi quelli di capitale, non trovino copertura in altre componenti tariffarie;
 - incentivare il risparmio della quantità di energia complessivamente impiegata per la gestione del servizio idrico integrato, mediante un fattore di *sharing* in funzione del risparmio energetico conseguito dall'operatore.

Al fine di contenere l'entità dei costi ammissibili rinviati a periodi futuri, l'Autorità ha poi deciso di limitare la possibilità di recupero dei conguagli nelle annualità successive al 2029, di norma, ai soli casi in cui tale differimento sia motivato dalla necessità di rispettare il previsto limite di crescita annuale al moltiplicatore tariffario. È stata

comunque prevista la facoltà per l'ente di governo dell'ambito – in accordo con il pertinente gestore – di presentare motivata istanza per il rinvio di taluni costi ammissibili (prevedendo le modalità per il relativo recupero successivamente al 2029, secondo un piano puntualmente declinato nell'istanza medesima) anche nei casi di variazioni annuali del moltiplicatore tariffario al di sotto dei limiti stabiliti dalla regolazione, qualora ciò fosse motivato dall'esigenza di mitigare l'impatto sull'utenza e comunque garantendo l'equilibrio economico-finanziario della gestione interessata.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 21, comma 11, del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come innovato dal comma 2-bis dell'art. 23 del DL n. 44/2023, l'Autorità con la menzionata delibera 639/2023/R/idr ha definito altresì i criteri per la determinazione della tariffa idrica da applicare agli utenti della società Acque del Sud S.p.A., in coerenza con quanto stabilito dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012. In particolare, con riferimento a tale società, è stato disposto che – in fase di prima applicazione – la struttura dei corrispettivi praticata agli utenti nel 2023 sia aggiornata tenuto conto del moltiplicatore tariffario determinato¹⁴ sulla base:

- delle componenti di costo ammissibili al riconoscimento in tariffa ai sensi dell'MTI-4 ove pertinenti (anche con l'introduzione di accorgimenti per tenere conto delle specificità legate alla prima attuazione della gestione da parte di Acque del Sud S.p.A., nonché delle peculiarità delle infrastrutture alla stessa trasferite), tra l'altro richiedendo l'esplicitazione delle componenti tariffarie riferite ai costi delle immobilizzazioni e ai costi operativi riconducibili ai costi della risorsa;
- di un limite alla crescita annuale del citato moltiplicatore, individuato in corrispondenza dello Schema VI della matrice di schemi regolatori.

Si è ritenuto opportuno rinviare a una fase successiva – anche tenuto conto del consolidamento delle attività gestionali della costituenda società Acque del Sud S.p.a. – la definizione dei criteri per articolare la tariffa agli utenti, al fine di assicurare – in osservanza di quanto previsto dalla direttiva 2000/60/CE – un adeguato contributo al recupero dei costi dei servizi idrici a carico dei vari settori di impiego dell'acqua, alla luce del principio "chi inquina paga", nonché delle ripercussioni sociali, ambientali ed economiche del recupero.

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche

Stato di attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza

Il 2023 è stato l'anno in cui sono state completate le attività di individuazione delle proposte ammesse a finanziamento nell'ambito delle linee di investimento del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito anche PNRR), relative al potenziamento delle infrastrutture del servizio idrico integrato – per le quali l'Autorità ha fornito il pro-

¹⁴ L'Autorità ha precisato che una efficace applicazione della regolazione tariffaria alla società Acque del Sud S.p.a. richiede – in coerenza con l'impostazione multilivello stabilmente adottata nel settore idrico – che anche per quest'ultima sia previsto che tutti i dati e gli atti costituenti la predisposizione tariffaria (in particolare il Programma degli interventi – di cui il Piano delle opere strategiche costituisce parte integrante e sostanziale – e il Piano economico-finanziario) siano curati da un soggetto, terzo rispetto al gestore, in grado di validare i dati di costo desunti dalle fonti contabili e di indicare gli obiettivi prioritari alla base della definizione degli interventi che saranno realizzati tenuto conto delle grandezze risultanti dal PEF.

prio supporto alle amministrazioni centrali sia in fase di implementazione che di selezione¹⁵ – ed è stata avviata la fase di monitoraggio e rendicontazione finalizzata alla verifica sul raggiungimento delle *milestone* attribuite a ciascuna linea di intervento e all'erogazione delle rate di finanziamento. Si fa riferimento alla Missione M2 del suddetto Piano, avente a oggetto "Rivoluzione verde e transizione ecologica", e specificatamente alla Componente C4 – "Tutela del territorio e della risorsa idrica", per la quale si riportano di seguito le linee di investimento e di riforma di interesse nello sviluppo del presente Capitolo:

- M2C4 – I4.1 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico", per la quale sono state stanziati complessivamente risorse per 2 miliardi di euro;
- M2C4 – R4.1 "Semplificazione normativa e rafforzamento della *governance* per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico del PNRR";
- M2C4 – I4.2 "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti", per la quale sono state previste risorse per 900 milioni di euro;
- M2C4 – I4.4 "Investimenti in fognatura e depurazione", alla quale sono destinate risorse per 600 milioni di euro.

Alle risorse già individuate dal dispositivo di ripresa e resilienza si aggiungono quelle ulteriori assegnate nell'ambito del Programma operativo nazionale infrastrutture e reti 2014-2020 (PON IeR), nell'Asse IV, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti", funzionale al raggiungimento dell'obiettivo principale di rafforzare la digitalizzazione delle reti, da trasformare in una "rete intelligente". Iniziativa che ha messo a disposizione complessivamente 482 milioni di euro, finanziati dal Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU).

Per quanto riguarda le linee di finanziamento sopra richiamate, rilevano in particolare gli sviluppi intercorsi nel primo semestre del 2023 con riferimento alla linea I4.2, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione", e alla linea I4.4, "Investimenti in fognatura e depurazione".

Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti (I4.2)

In data 24 marzo 2023, con decreto n. 181 della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (MIT), è stata approvata la graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento ai sensi dell'Avviso, pubblicato da detto Ministero in data 9 marzo 2022, relativo alla richiamata linea PNRR M2C4 – I4.2. Il decreto, facendo seguito al primo decreto direttoriale n. 594 del 24 agosto 2022, che aveva stanziato un primo pacchetto di risorse su 21 interventi per un totale di 606.870.905,08 euro, in esito a un'articolata attività di valutazione cui l'Autorità ha contribuito nell'ambito di una specifica Commissione di valutazione istituita presso il MIT (descritta nel Volume 2 della *Relazione Annuale 2022*), ha assegnato le risorse residue, pari a 293.129.094,92 euro (su ulteriori 12 interventi), esaurendo il budget complessivo di 900 milioni di euro previsto dalla linea in oggetto¹⁶, di cui il 40% è stato destinato alle Regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna, Sicilia). A valle del decreto direttoriale sono state avviate

¹⁵ Per approfondimenti sul contributo dell'Autorità, si rimanda alle *Relazioni Annuali* degli anni precedenti.

¹⁶ L'avviso era strutturato in due finestre temporali:

- la prima finestra temporale (con presentazione delle proposte nel periodo dal 19 aprile 2022 ed entro il 19 maggio 2022), che attribuisce 630 milioni di euro;
- la seconda finestra temporale (con presentazione delle proposte nel periodo dal 1° settembre 2022 ed entro il 31 ottobre 2022), che attribuisce i restanti 270 milioni di euro.

dal MIT le attività di monitoraggio e verifica inerenti alla rendicontazione delle spese (necessaria a comprovare la corretta esecuzione finanziaria di ciascun progetto finanziato) e alla rendicontazione dei target e delle *milestone* (finalizzata a fornire elementi comprovanti il raggiungimento degli obiettivi del Piano), a partire dalla prima *milestone* della linea in oggetto, che prevede che la data di ultimazione della procedura di appalto, coincidente con l'affidamento dell'esecuzione dei lavori, avvenga entro il 30 settembre 2023 (M2C4-30).

Investimenti in fognatura e depurazione (I4.4)

Per quanto attiene alla linea M2C4-I4.4, "Investimenti in fognatura e depurazione", nel corso del primo semestre del 2023 si sono concluse le attività di verifica dei criteri di ammissibilità definiti nel decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) 17 maggio 2022, n. 191, cui l'Autorità ha partecipato, per quanto di competenza, nell'ambito di un apposito gruppo istruttorio – costituito con decreto direttoriale 13 dicembre 2022, n. 398 – verificando i requisiti di ammissibilità dei soggetti proponenti, per quanto di propria competenza¹⁷. All'esito degli accertamenti istruttori, con il decreto ministeriale n. 262 del 9 agosto 2023 (registrato in data 31 agosto 2023 presso la Corte dei conti), il MASE ha individuato l'elenco delle proposte progettuali ammissibili a finanziamento nell'ambito delle risorse relative alla richiamata linea di investimento. A tale decreto seguirà la stipula di appositi Accordi di programma tra MASE, Regioni o Province autonome ed enti di governo dell'ambito aventi a oggetto l'assegnazione delle risorse stanziare. Le proposte ammesse a finanziamento hanno a oggetto, in particolare, interventi funzionali a garantire, nel tempo, il mantenimento della conformità alla direttiva 91/271/CEE, con priorità per quelli localizzati in agglomerati oggetto di contenzioso comunitario, in funzione dello stato di gravità dello stesso al momento della pubblicazione del decreto, al fine di raggiungere il target intermedio di riduzione di almeno 500.000 abitanti equivalenti residenti in agglomerati non conformi entro e non oltre il 30 dicembre 2024, e il target finale di riduzione di oltre 2 milioni di abitanti equivalenti residenti in agglomerati non conformi entro e non oltre il 31 marzo 2026.

Primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"

Con riferimento al primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti", adottato con il DPCM 1° agosto 2019, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 – come successivamente modificato e integrato dall'art. 1, comma 143, della legge 30 dicembre 2018, n. 145, e, da ultimo, con decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge 9 novembre 2021, n. 156 –, nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio ed erogazione delle quote di finanziamento richieste dagli enti di riferimento competenti per gli interventi oggetto del Piano.

In particolare, con riferimento ai progetti per i quali non era stato rispettato il vincolo, individuato al punto 1, comma 1, art. 8 della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr, di utilizzo dell'80% della spesa totale del progetto finanziato entro due anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento¹⁸, i cui soggetti realizzatori erano

¹⁷ Per quanto rileva in questa sede, i criteri di ammissibilità sono i medesimi già individuati per l'avviso oggetto della linea I4.2, vale a dire: la titolarità del soggetto realizzatore a esercire il servizio idrico integrato rispetto alla normativa di settore e l'adozione di uno schema regolatorio conforme alla regolazione *pro tempore* vigente.

¹⁸ Cfr. Volume 2 delle *Relazioni Annuali* 2022 e 2023.

stati intimati ad adempiere, con la delibera 28 dicembre 2021, 633/2021/R/idr, entro il 30 novembre 2022, nei mesi successivi alla scadenza dei termini l'Autorità e CSEA hanno condotto approfondimenti con riferimento alle prove documentali di raggiungimento della richiamata soglia dell'80%, trasmesse dagli enti di riferimento in adempimento al punto 1) della richiamata delibera 633/2021/R/idr, attestando il mancato raggiungimento del citato limite di spesa per due interventi (intervento n. 25 e intervento n. 26). L'Autorità ha dunque provveduto, dopo avere informato il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, a dare seguito a quanto disposto al punto 2) della delibera in parola e al comma 8.1 della delibera 425/2019/R/idr, disponendo:

- con la delibera 4 maggio 2023, 191/2023/R/idr, la revoca del finanziamento assentito per il progetto n. 25, dall'importo complessivo di 2 milioni di euro, e la contestuale restituzione delle somme autorizzate dall'Autorità, pari a 400 mila euro, erogati in forma di acconto;
- con la delibera 4 maggio 2023, 192/2023/R/idr, la revoca del finanziamento assentito per il progetto n. 26, dall'importo complessivo di 5 milioni di euro e la contestuale restituzione delle somme autorizzate dall'Autorità, pari a 1 milione di euro erogati in forma di acconto;
- con le richiamate delibere, l'esclusione dei rispettivi soggetti realizzatori dai successivi aggiornamenti del Piano, ai sensi del comma 8.2 della richiamata delibera 425/2019/R/idr.

Al termine del quarto anno di attuazione del primo stralcio di Piano nazionale, in esito alla verifica degli adempimenti in capo all'Ente di riferimento e al soggetto beneficiario – avvalendosi di CSEA per i profili di propria competenza –, l'Autorità, ai sensi del rinnovato comma 4.1, lettera b), della delibera 425/2019/R/idr, ha provveduto ad autorizzare ulteriori quote di finanziamento per sette interventi inclusi nell'Allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, per un importo complessivo di 10.092.055,05 euro, pari al 15,18% del finanziamento totale stanziato nel biennio 2019-2020 (calcolato al netto delle revoche sopra illustrate e di un intervento che è confluito nella contabilità del PNRR¹⁹). I provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni in parola, sono:

- le delibere 28 febbraio 2023, 79/2023/R/idr, 25 luglio 2023, 347/2023/R/idr, e 16 gennaio 2024, 2/2024/R/idr, con riferimento all'intervento n. 4, proposto dall'Ufficio d'Ambito di Lecco e avente a oggetto "Raddoppio collettore brianteo – tratto Valmadrera Civate", per un importo complessivo di 790.066,65 euro;
- la delibera 28 febbraio 2023, 80/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 15, proposto dalla Regione Marche e avente a oggetto "Interconnessioni delle adduttrici dell'ATO 3, dell'ATO 4 e dell'ATO 5 in un sistema integrato che fa leva anche sugli invasi presenti nell'area – progettazione delle opere ...", per un importo di 3.936.174,21 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 188/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 2, proposto dall'Ufficio d'Ambito di Brescia e avente a oggetto "Realizzazione di reti e impianti di acquedotto nel Comune di Calvisano (codici ID A2A 189 e ID A2A 235) - 6 lotti", per un importo di 1.109.392,78 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 189/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 22, proposto dal Dipartimento Acqua e Rifiuti della Regione Sicilia e avente a oggetto "Centrale di sollevamento delle acque trattate dal polo di potabilizzazione di Gela (MS 591)", per un importo di 1.468.541,94 euro;
- la delibera 4 maggio 2023, 190/2023/R/idr, con riferimento agli interventi nn. 23 e 24, proposti dall'Assemblea Territoriale Idrica di Palermo e aventi a oggetto rispettivamente "Adduzioni: ripristino opere vetuste e/o in cattivo stato (progetto congiunto con Bagheria) (Santa Flavia)" e "Sostituzione rete idrica vetusta e/o in cattivo stato (Camporeale)", per un importo complessivo di 1.332.477,98 euro;

¹⁹ Si tratta, nello specifico, dell'intervento n. 10, avente a oggetto "Nuova centrale di sollevamento dell'acquedotto di Venezia e Chioggia sull'isola nuova del tronchetto e condotte di collegamento ..." che reca come ente di riferimento il Consiglio di Bacino Laguna di Venezia e come soggetto attuatore Veritas S.p.A., per l'intero importo ammesso a finanziamento (8,2 milioni di euro a valere sulle risorse del biennio 2019-2020 del Piano), trasferito nella linea di investimento M2C4-I4.1 del PNRR.

- le delibere 25 luglio 2023, 348/2023/R/idr, e 7 novembre 2023, 515/2023/R/idr, con riferimento all'intervento n. 11, proposto dall'Autorità Unica per i Servizi Idrici e i Rifiuti (AUSIR) e avente a oggetto "Realizzazione di una presa di emergenza sul torrente Arzino a servizio dell'Acquedotto Destra Tagliamento (ADT). Interconnessione sistemi acquedottistici esistenti – solo progettazione", per un importo complessivo di 1.455.401,49 euro.

Per effetto dei richiamati provvedimenti, l'importo complessivo delle risorse di cui è stata autorizzata l'erogazione da dicembre 2019 a gennaio 2024 ammonta a 50.942.209,1 euro, pari al 76,63% del finanziamento totale stanziato, come aggiornato.

Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza

Con il decreto interministeriale 25 ottobre 2022, n. 350 (registrato alla Corte dei conti il 29 novembre 2022), il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, il Ministero della cultura, il Ministero dell'economia e delle finanze, ha definito le modalità e i criteri per la redazione e l'aggiornamento del "Piano per gli interventi nelle infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico" (PNIISSI), attuando quanto previsto dall'art. 1, comma 516-*bis*²⁰, della legge del 27 dicembre 2017, n. 205, come modificata dalla legge 9 novembre 2021, n. 156, nell'ambito della riforma PNRR M2C4-R4.1, avente a oggetto "Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico". Il Piano, sul cui schema di decreto l'Autorità aveva fornito il proprio parere con l'atto 273/2022/I/idr del 21 giugno 2022, è finalizzato alla programmazione di interventi nel settore dell'approvvigionamento idrico primario, anche a uso plurimo, compresa la realizzazione di nuovi serbatoi per l'accumulo e la regolazione di risorsa idrica, nonché di interventi relativi alle reti idriche di distribuzione, con priorità per gli interventi volti "alla prevenzione del fenomeno della siccità, nonché alla mitigazione dei possibili e conseguenti danni, al potenziamento e all'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di aumentare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e ridurre le dispersioni di risorse idriche". Con riferimento alle modalità con cui le amministrazioni interessate (Autorità di bacino distrettuali, enti di governo dell'ambito e altri enti territoriali coinvolti) trasmettono al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti le informazioni e i documenti necessari alla definizione del Piano medesimo e i relativi criteri di priorità, il decreto indica (all'art. 2, comma 6), tra i requisiti soggettivi dei soggetti realizzatori (qualora si tratti di gestori del servizio idrico integrato), i seguenti:

- la conformità del titolo del soggetto gestore a svolgere il servizio nel rispetto della normativa vigente;
- l'ottemperanza agli obblighi previsti per l'adozione e l'approvazione, ai sensi della regolazione *pro tempore* vigente, dello specifico schema regolatorio (composto dal Programma degli interventi – incluso il Piano delle opere strategiche –, dal Piano economico-finanziario e dalla convenzione di gestione).

Il decreto in parola prevede poi, all'art. 3, che il MIT, sulla base delle priorità e della documentazione trasmessa ai sensi dell'art. 2, conduca un'analisi e una valutazione *ex ante* degli interventi proposti, secondo una metodologia di valutazione (descritta nell'Allegato 2 al citato decreto) che assegna a ciascun intervento proposto un

²⁰ L'articolo in oggetto dispone che "con uno o più decreti del Ministro delle infrastrutture e [dei trasporti], di concerto con i Ministri [dell'ambiente e della sicurezza energetica], [dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste], della cultura e dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ... sono definiti le modalità e i criteri per la redazione e per l'aggiornamento del Piano nazionale di cui al comma 516 (...) e della sua attuazione per successivi stralci (...)".

punteggio (*scoring*) – tenuto anche conto della specifica valutazione della qualità tecnica e della sostenibilità economico-finanziaria effettuata dall’Autorità, con riferimento agli interventi proposti da soggetti dalla medesima regolati –.

In data 21 giugno 2023 è stato pubblicato sul sito del Ministero l’Avviso di apertura della finestra per il caricamento delle proposte, contenente il format dei documenti da trasmettere, indicando come data di chiusura della piattaforma, da ultimo, il 30 ottobre 2023. Alla scadenza del termine di presentazione, risultano caricate in piattaforma 562 proposte, per un totale di valore economico di oltre 13,5 miliardi di euro. Nel corso del secondo semestre del 2023 sono state avviate le attività di valutazione che porteranno all’adozione della proposta di Piano, alle quali l’Autorità fornirà il proprio contributo nell’ambito di uno specifico Gruppo di valutazione nominato dal Ministero con decreto della Direzione generale per le dighe e le infrastrutture idriche del 15 novembre 2023, n. 705.

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Qualità tecnica

Aggiornamento della regolazione della qualità tecnica

Nel corso del 2023 l’Autorità ha avviato un percorso di riforma e aggiornamento della disciplina sulla qualità tecnica del SII (RQT)²¹, con la delibera 3 ottobre 2023, 440/2023/R/idr. Tale attività si è resa necessaria al fine di perseguire molteplici obiettivi:

- adottare le misure necessarie a orientare le scelte di investimento dei soggetti competenti verso soluzioni volte ad assicurare la garanzia degli approvvigionamenti, valutandone gli impatti e le possibili sinergie rispetto ai diversi usi della risorsa idrica nel bacino distrettuale di riferimento, alla luce dello scenario climatico in atto e in particolare del verificarsi negli ultimi anni di ricorrenti situazioni di crisi idrica e conseguente stress delle fonti;
- allineare la disciplina della qualità tecnica ai più recenti aggiornamenti recati dalla normativa eurounitaria di settore e, laddove già recepita, da specifici atti normativi nazionali; si fa riferimento, in particolare: i) alla direttiva 2020/2184/UE, concernente la qualità dell’acqua destinata al consumo umano, recepita con il decreto legislativo n. 18/2023; ii) al regolamento (UE) 741/2020, recante prescrizioni minime per il riutilizzo delle acque reflue urbane per gli usi irrigui ed industriali e al decreto legge n. 39/2023, per quanto di attinenza; iii) alle principali novità introdotte dalla revisione della direttiva acque reflue (direttiva 91/271/CEE);
- implementare un aggiornamento della regolazione della qualità tecnica che, da una parte, assicuri l’accelerazione del processo di miglioramento qualitativo degli operatori e, dall’altra, renda più fluida e omogenea l’attuazione della regolazione stessa.

²¹ Introdotta con la delibera 917/2017/R/idr e il relativo allegato A, recante la “Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQT)”.

Pertanto, nel documento per la consultazione 422/2023/R/idr²² e nel successivo documento per la consultazione 21 novembre 2023, 541/2023/R/idr, sono stati prospettati gli orientamenti dell'Autorità in materia. La principale novità ha riguardato l'introduzione di un nuovo macro-indicatore denominato "M0 – Resilienza idrica", volto a monitorare l'efficacia attesa del complesso sistema degli approvvigionamenti idrici a fronte delle previsioni sul soddisfacimento della domanda idrica nel territorio gestito, includendo nelle valutazioni anche gli usi diversi dal civile. Inoltre, nel confermare l'impianto generale dell'RQTI, in relazione agli standard generali, è stata prospettata l'opportunità di:

- introdurre una nuova soglia entro la quale valutare l'indicatore M1b ai fini dell'accesso alla classe A del macro-indicatore M1 sulle Perdite idriche e adottare soglie minime per gli indicatori prestazionali relativi alla quota dei volumi misurati associati al citato macro-indicatore;
- rendere uniforme il numero di classi individuate per tutti i macro-indicatori, mediante la declinazione di nuove classi e di nuovi standard evolutivi individuati per ogni classe per i macro-indicatori M2, M5 e M6;
- rimodulare gli obiettivi e le soglie per il macro-indicatore M3 sulla Qualità dell'acqua erogata, anche alla luce delle novità introdotte con il decreto legislativo n. 18/2023;
- identificare maggiori e più circoscritti criteri di definizione degli eventi di allagamento e di sversamento da includere nel calcolo dell'indicatore M4a, introdurre talune clausole di esclusione dalle sole premialità legate alla numerosità degli scaricatori di piena e fissare un livello di conformità standardizzato e uniforme a livello nazionale per la costruzione dell'indicatore M4b;
- riformulare il macro-indicatore M6 sulla Qualità dell'acqua depurata, con lo scopo di giungere a una valutazione di tutti i gestori sulla base di una metrica unica in relazione ai parametri inquinanti da considerare.

Relativamente ai prerequisiti – oltre all'aggiornamento del prerequisito sulla "Conformità alla normativa sulla qualità dell'acqua distribuita agli utenti" di cui all'art. 21 dell'RQTI, alla luce delle recenti novità apportate dal citato decreto legislativo n. 18/2023 –, l'Autorità ha ipotizzato di adottare un meccanismo di penalizzazione ulteriore ed esterno alla regolazione della qualità, per le situazioni di perdurante mancanza di taluni di essi, quale l'esclusione dall'aggiornamento tariffario. Per quanto riguarda gli standard specifici, in ragione dei quesiti posti da alcuni stakeholder nel corso delle istruttorie, si è ritenuto opportuno esplicitare alcune precisazioni relative, da un lato, alle modalità di corresponsione degli indennizzi automatici e, dall'altro, alle casistiche che generano l'obbligo di attivazione del servizio sostitutivo di emergenza. Con riferimento agli obblighi di comunicazione dei dati e delle informazioni di qualità tecnica, è stata prospettata la previsione di rendere strutturali le valutazioni su base biennale delle *performance* conseguite da ciascun gestore e la possibilità di mantenere comunque una rendicontazione annuale delle grandezze legate all'RQTI. In relazione al meccanismo incentivante è stato ipotizzato di applicare un tetto massimo alle premialità complessive da attribuire a ciascuna gestione, espresso in percentuale sul Vincolo ai ricavi del gestore. Infine, per quanto concerne l'attività di validazione dei dati da parte di enti di governo dell'ambito, l'Autorità ha poi posto in consultazione l'introduzione di una forma di condivisione/revisione della validazione da parte dell'EGA di un territorio diverso (sul modello del referaggio), in modo da potere beneficiare di esperienze diverse, condividere buone pratiche e rafforzare i profili di comparabilità (*yardstick*).

Con la delibera 28 dicembre 2023, 637/2023/R/idr, confermando gli indirizzi generali illustrati in sede di consultazione, l'Autorità ha integrato la disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica mediante l'introduzione del macro-indicatore M0 – Resilienza idrica, al fine di promuovere investimenti in grado di incrementare la

²² Nel presente documento per la consultazione l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti generali per la definizione dell'impianto della nuova regolazione della tariffa dei servizi idrici per il quarto periodo regolatorio (MTI-4), unitamente ai primi orientamenti sull'RQTI.

sicurezza degli approvvigionamenti e, più in generale, mitigare gli effetti derivanti dal *climate change*. Il calcolo di M0 deve avvenire secondo un approccio evolutivo e bidimensionale: dapprima si prevede l'individuazione di una grandezza immediatamente misurabile poiché attinente ai soli usi del servizio idrico integrato (M0a), successivamente si prevede di giungere alla definizione puntuale – entro la fine dell'anno 2025 – di un indicatore che consideri anche i consumi diversi dal civile e le dotazioni idriche complessive del territorio (M0b); si prevede che tale definizione avvenga a valle di un'attività di interlocuzione con i diversi *stakeholder*, avviata nei primi mesi dell'anno 2024. Per il citato macro-indicatore è prevista un'applicazione parziale del meccanismo incentivante di premi/penalità, da attribuire in ragione delle *performance* delle singole gestioni, a partire dall'anno 2024.

Alla luce delle nuove disposizioni introdotte, si sono resi necessari l'aggiornamento e l'integrazione anche degli obblighi di monitoraggio, tenuta dei registri e comunicazione dei dati e delle informazioni di cui al Titolo 8 dell'RQTI, nonché delle disposizioni presenti al Titolo 7 dell'RQTI sulle modalità di applicazione del meccanismo incentivante.

Tutte le novità sopra descritte dovranno essere applicate a partire dai dati relativi all'annualità 2024. In ragione del fatto che è comunque necessario un ricalcolo anche dei macro-indicatori relativi all'anno 2023 in vista dell'applicazione del meccanismo incentivante per il biennio 2024-2025 – dal momento che essi costituiscono la base per la valutazione delle *performance* relative a tale periodo –, l'Autorità ha predisposto appositi strumenti informatici per facilitare la compilazione dei questionari di cui alla raccolta dati di prossima apertura, per quanto di pertinenza.

Infine, per quanto concerne il rafforzamento dell'attività di validazione dei dati di qualità trasmessi all'Autorità, è stato stabilito che la verifica da parte di *pool* di enti di governo dell'ambito²³ – successivamente definiti dall'Autorità – avverrà a partire dalla raccolta dati da effettuarsi nell'annualità 2026 e successivamente a cadenza biennale. In merito all'introduzione di un meccanismo di penalizzazione ulteriore per le situazioni di perdurante mancanza di taluni prerequisiti, l'Autorità ha confermato che i gestori per i quali si rinverranno ritardi e carenze nell'implementazione dei piani (in precedenza comunicati all'Autorità) per il superamento dell'eventuale mancanza dei medesimi sono esclusi dall'aggiornamento tariffario, ai sensi dell'art. 9 della delibera 639/2023/R/idr, fissandone anche in questo caso la decorrenza a partire dall'anno 2026.

Da ultimo, si segnala che, alla luce del recepimento – mediante il decreto legislativo n. 18/2023 – della direttiva 2020/2184/UE, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare l'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr²⁴, stabilendo un obbligo ulteriore di trasparenza che prevede l'integrazione, nell'ambito delle specifiche pagine web dei gestori, di tutte le informazioni sulla composizione dell'acqua distribuita disposte dalla citata normativa.

Inoltre, con la citata delibera 637/2023/R/idr, l'Autorità ha provveduto ad apportare talune modifiche all'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr²⁵ (RQSII), in coerenza con la nuova impostazione stabilita anche per la regolazione della qualità tecnica, prevedendo in particolare di: i) rendere strutturali le valutazioni su base biennale delle *performance* conseguite per i macro-indicatori "MC1 – Avvio e cessazione del rapporto contrat-

23 Ciascun *pool* include quello competente territorialmente per la gestione in considerazione.

24 Recante "Approvazione della prima direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione del servizio idrico integrato".

25 Recante "Regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono".

tuale” e “MC2 – Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità al servizio”; ii) introdurre un tetto massimo alle premialità da attribuire a ciascuna gestione. Le nuove disposizioni si applicano a decorrere dal 1° gennaio 2024.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2020 e 2021 (RQTI)

Nel corso dell'anno 2023 si è concluso il secondo procedimento di attribuzione dei premi e delle penalità di qualità tecnica, sulla base delle *performance* realizzate da ciascun gestore negli anni 2020 e 2021, secondo quanto stabilito al Titolo 7 della delibera 917/2017/R/idr. Nell'ambito del procedimento in parola, avviato con la delibera 15 marzo 2022, 107/2022/R/idr, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'Allegato A alla delibera 28 giugno 2023, 303/2023/R/idr.

Come per il precedente procedimento di attribuzione di premi e penalità per gli anni 2018 e 2019, il nuovo procedimento ha beneficiato di un articolato percorso istruttorio, che ha portato a escludere dal meccanismo incentivante alcuni macro-indicatori per taluni gestori, per situazioni di fatto (es. servizio non gestito), istanze dell'ente di governo dell'ambito specificamente previste (es. eventi imprevisti che abbiano provocato un peggioramento delle *performance*, mancanza di prerequisiti), mancata ottemperanza a prescrizioni regolatorie (es. mancato invio di predisposizioni tariffarie), carenze nella documentazione fornita o incongruenze dei dati. L'applicazione del meccanismo è stata preceduta dalla comunicazione a ciascuna gestione interessata della/delle casistica/casistiche di criticità, al fine di recepire eventuali osservazioni da queste ultime. L'esito della seconda applicazione del meccanismo incentivante è stato pubblicato con delibera 17 ottobre 2023, 477/2023/R/idr, e i risultati sono descritti nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Allo scopo di rafforzare la consapevolezza da parte degli utenti circa i servizi offerti dal proprio operatore, l'Autorità ha, inoltre, avviato le attività propedeutiche all'aggiornamento dei dati di qualità tecnica riportati sul portale di infografica, interattivo e con struttura a mappa, liberamente accessibile dal sito web dell'Autorità (www.arera.it/it/dati/QTSII.htm) e interrogabile con riferimento al proprio gestore o al proprio comune, precedentemente alimentato con i dati del 2019. Si prevede che tale attività di aggiornamento venga portata a termine entro i primi mesi del 2024.

Qualità contrattuale

Qualità contrattuale e monitoraggio delle prestazioni riferite all'anno 2022

Nel mese di febbraio 2023, è stata avviata la “Raccolta dati: qualità contrattuale del servizio idrico integrato – anno 2022”²⁶ con la finalità di acquisire:

²⁶ I termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2022 sono stati fissati nel 15 marzo 2023, per i gestori, e nel 26 aprile 2023, per gli enti di governo dell'ambito (chiamati alla relativa validazione).

- le informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2022, monitorando l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza;
- il riepilogo delle prestazioni eseguite nella medesima annualità, funzionale all'applicazione del meccanismo di incentivazione²⁷ di cui al Titolo XIII dell'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr²⁸ (RQSII), basato sui macro-indicatori di qualità contrattuale MC1 – "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" (composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e disattivazione della fornitura) e MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità del servizio" (composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte a richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza)²⁹.

Con la medesima raccolta, sono stati acquisiti anche i dati relativi all'erogazione degli indennizzi automatici previsti nei casi di mancato rispetto della regolazione della morosità nel SII (REMSI) di cui all'Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr e s.m.i., entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020³⁰.

Nel corso del mese di marzo 2024, inoltre, l'Autorità ha provveduto a pubblicare sul proprio sito internet i dati di qualità contrattuale del servizio idrico integrato comunicati dai singoli gestori con riferimento a ciascun indicatore di *performance* del servizio offerto all'utenza relativamente all'annualità 2021. La pubblicazione comparativa dei dati di qualità, prevista dal comma 77.7³¹ della medesima RQSII, è finalizzata al rafforzamento della consapevolezza da parte degli utenti circa le caratteristiche dei servizi offerti dal proprio operatore³². Come anticipato con la precedente *Relazione Annuale*, la pubblicazione dei dati relativamente all'annualità 2021 è stata rimandata a un momento successivo alla conclusione del procedimento per le valutazioni quantitative, relative al biennio 2020-2021, previste dal meccanismo incentivante della qualità contrattuale, per la cui illustrazione si rimanda al successivo paragrafo.

L'Autorità, infine, ha avviato le attività propedeutiche all'aggiornamento dei dati di qualità contrattuale da riportare sul portale di infografica, interattivo e con struttura a mappa, facilmente consultabile dagli utenti, che restituisce l'indicazione, per singola gestione, tra l'altro, del numero di prestazioni eseguite entro e fuori lo standard, della presenza di eventuali standard migliorativi individuati dai competenti enti di governo dell'ambito, nonché dei valori raggiunti con riferimento ai singoli macro-indicatori sopra richiamati.

27 Sulla base di quanto previsto al comma 91.2 dell'RQSII, a partire dal 2024 e analogamente al meccanismo incentivante della qualità tecnica, illustrato al precedente paragrafo, la valutazione della *performance* della singola gestione viene effettuata – stabilmente – al termine del periodo di valutazione, costituito dal biennio precedente.

28 Titolo XIII introdotto con la delibera 547/2019/R/idr e successivamente integrato e modificato con la delibera 637/2023/R/idr.

29 I macro-indicatori di qualità contrattuale sono costruiti come media ponderata dei pertinenti indicatori semplici, pesata in base al numero delle prestazioni erogate dalla gestione (dato dalla somma del numero delle prestazioni entro il rispettivo standard previsto dall'RQSII e di quello delle prestazioni non conformi per causa imputabile alla responsabilità del gestore), secondo quanto previsto al comma 92.2 dell'RQSII.

30 Tali casistiche sono dettagliate dall'art. 10 del REMSII che prevede l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 30 € per (a) sospensione/disattivazione della fornitura di un utente non disalimentabile, (b) disattivazione di un utente finale domestico residente, (c) limitazione/sospensione/disattivazione in assenza di invio della comunicazione di costituzione in mora, (d) limitazione/sospensione/disattivazione in presenza di una puntuale comunicazione di avvenuto pagamento da parte dell'utente. Il medesimo art. 10 prevede altresì l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 10 euro per limitazione/sospensione/disattivazione con comunicazione di costituzione in mora viziata da minori errori procedurali.

31 Il comma 77.7 dell'RQSII dispone che l'Autorità possa utilizzare le informazioni e i dati di qualità contrattuale acquisiti per effettuare:

a) controlli, anche a campione, al fine di accertarne la veridicità e assicurare il rispetto delle disposizioni di cui alla menzionata RQSII;
b) la pubblicazione, anche comparativa, delle informazioni e dei dati medesimi.

32 In coerenza con quanto previsto dall'obiettivo strategico OS1 "Promuovere l'*empowerment* del consumatore" del Quadro Strategico 2022-2025, allegato A alla delibera 13 gennaio 2023, 2/2022/A.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per gli anni 2020 e 2021 (RQSII)

Nel corso dell'anno 2023 si è concluso il primo procedimento di attribuzione dei premi e delle penalità della qualità contrattuale, basato sulle *performance* realizzate da ciascun gestore nel biennio 2020-2021³³, come previsto dal meccanismo incentivante definito con il Titolo XIII della citata RQSII nonché dalla delibera 23 giugno 2020, 235/2020/R/idr, con la quale sono stati introdotti elementi di flessibilità³⁴ nei meccanismi di valutazione delle prestazioni di qualità contrattuale e tecnica al fine di mitigare le possibili forme di discontinuità riscontrabili nelle suddette *performance* in conseguenza dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

In particolare, il menzionato procedimento, avviato con la delibera 22 febbraio 2022, 69/2022/R/idr, si è articolato in due fasi:

- una prima fase di identificazione del set di gestioni per le quali si possiede un corredo completo di informazioni ai fini della definizione della graduatoria per lo stadio di eccellenza, nonché dell'attribuzione delle relative premialità e penalità riferite a tutti gli stadi, per il biennio 2020-2021;
- una seconda fase di attribuzione delle penalità per tutte le gestioni che non hanno inviato – nel rispetto dei termini fissati dall'Autorità – i dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale sottesi ai macro-indicatori ammessi al meccanismo di incentivazione.

Successivamente alla pubblicazione della sopracitata delibera 69/2022/R/idr, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori finalizzati a verificare la correttezza e la congruità delle informazioni trasmesse dai gestori del SII nell'ambito delle edizioni della raccolta dati di qualità contrattuale rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal medesimo meccanismo, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'Allegato A alla delibera 27 dicembre 2022, 734/2022/R/idr.

L'attività istruttoria è proseguita nel corso del 2023 con l'invio di comunicazioni individuali volte a rendere edotti – nei casi in cui siano emerse casistiche di esclusione o criticità – le gestioni e i pertinenti enti di governo dell'ambito degli esiti delle verifiche svolte, al fine di consentire i necessari approfondimenti. Nello specifico, le verifiche svolte hanno riguardato:

- la sussistenza dei presupposti per l'applicazione delle penalità attribuibili – ai sensi del comma 1, lett. b), della delibera 69/2022/R/idr – nei casi di mancato invio dei dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale;
- l'ammissibilità (o meno) al meccanismo incentivante da valutare al ricorrere delle seguenti casistiche: i) gestione integrata del servizio idrico (e conseguente esclusione nei casi di gestione del solo servizio di fognatura e/o depurazione); ii) ottemperanza agli obblighi di trasmissione dei dati di qualità contrattuale richiesti dall'Autorità ai fini dell'individuazione dei livelli di partenza dei singoli macro-indicatori; iii) eventuale presenza

³³ Con riferimento al biennio 2020-2021, l'espletamento delle valutazioni quantitative è stato svolto sulla base dei dati di qualità contrattuale, qualora comunicati dai gestori nell'ambito delle relative raccolte dati, con riferimento all'anno 2018 (anno base) e all'anno 2021 (anno obiettivo), assumendo per perseguito l'obiettivo relativo all'anno 2020.

³⁴ In particolare, la richiamata delibera 235/2020/R/idr ha previsto che gli obiettivi di qualità contrattuale, relativi al 2020 e al 2021, siano valutati cumulativamente su base biennale, con la precisazione che, ai fini dell'applicazione dei fattori premiali (di penalizzazione) nell'anno 2022, con riferimento alle annualità 2020 e 2021, costituisce elemento di valutazione il livello raggiunto cumulativamente al termine dell'anno 2021.

di istanze di deroga³⁵ specifiche sottoposte all'attenzione dell'Autorità medesima; iv) casi di adozione dello schema regolatorio di convergenza³⁶;

- l'ammissibilità alle premialità in ordine alla presenza di una proposta di schema regolatorio MTI-3, all'attività di validazione in capo agli enti di governo dell'ambito, nonché agli obblighi di versamento delle componenti perequative specifiche del settore idrico alla CSEA;
- la coerenza e la consistenza dei dati forniti, anche mediante l'individuazione di alcune casistiche di incompletezza che, oltre a configurarsi quale profilo di inadempienza agli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità e a obblighi di servizio, sono risultate indice di un inadeguato livello qualitativo garantito all'utenza, suggerendo pertanto la necessità di escludere l'accesso alle premialità per le relative gestioni.

L'esito della prima applicazione del meccanismo incentivante è stato pubblicato con delibera 17 ottobre 2023, 476/2023/R/idr, e viene approfonditamente descritto nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Misura

Monitoraggio sull'applicazione di tutele omogenee per i consumatori dei servizi idrici

Come noto, con la delibera 21 dicembre 2021, 609/2021/R/idr, nell'ottica di incrementare le garanzie e rafforzare la trasparenza verso gli utenti, sono stati introdotti, tra l'altro, elementi minimi di tutela nel caso di problematiche connesse alle perdite occulte sugli impianti degli utenti, prevedendo, più nel dettaglio, che i gestori siano tenuti a esplicitare nel documento di fatturazione e sui propri siti istituzionali i contenuti delle tutele previste in tali circostanze, stabilendo altresì regole minime comuni e uniformi. Inoltre, è stata stabilita l'adozione (con applicazione a partire dal 1° gennaio 2023) di ulteriori standard specifici e dei relativi indennizzi automatici, in merito – in particolare – al “Numero minimo di tentativi di raccolta della misura relativi a utenti finali”, rispettivamente con consumi medi annui fino a 3000 m³ (SR1) oppure superiori a 3000 m³ (SR2), posti rispettivamente pari a due e tre all'anno, nonché al “Tempo minimo di preavviso per i tentativi di raccolta delle misure agli utenti finali equipaggiati con misuratori non accessibili o parzialmente accessibili”, posto pari a 48 ore. Anche per tali indicatori è stato previsto l'obbligo di aggiornamento delle Carte dei servizi dei gestori. Nel corso dell'anno 2023, nell'ambito delle verifiche svolte al fine dell'approvazione dell'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie per gli anni 2022-2023, è stato condotto anche uno specifico monitoraggio sull'adeguamento delle Carte dei servizi, ovvero dei regolamenti d'utenza, di ciascun gestore a quanto previsto dalla regolazione, con particolare riferimento alle disposizioni minime in tema di perdite occulte e misura. Un simile monitoraggio è stato svolto anche nell'ambito della verifica delle condizioni di ammissibilità all'erogazione dei fondi *Next Generation* EU (REACT-EU e PNRR).

35 Nei casi di ricorso, da parte dell'operatore interessato, alle facoltà previste dalla delibera 547/2019/R/idr, per l'applicazione graduale del meccanismo di incentivazione (deroga per aggregazione gestionale, deroga per eventi sismici del Centro Italia del 24 agosto 2016 e dei giorni successivi).

36 Allo schema di convergenza è espressamente associato un percorso di progressivo recupero della qualità del servizio secondo un programma di impegni ben identificati tale per cui le gestioni che ricadono in questa casistica non possono che risultare escluse dalle valutazioni di tutti gli Stadi.



CAPITOLO

7



**REGOLAZIONE
NEL SETTORE
DEL TELECALORE**

SETTORIALE

Metodo tariffario transitorio

La legge 21 aprile 2023, n. 41¹, introducendo l'art. 47-*bis* nel decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, ha modificato le disposizioni del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, estendendo le competenze attribuite all'Autorità nella regolazione di settore, tramite l'introduzione di una regolazione *cost reflective* delle tariffe per la generalità delle reti di teleriscaldamento. In particolare, per effetto della citata novella normativa, l'art. 10, comma 17, lett. e) del decreto legislativo n. 102/2014 dispone che l'Autorità stabilisca le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse. Tale intervento normativo ha fatto seguito alla segnalazione 15 novembre 2022, 568/2022/I/tlr, con la quale l'Autorità aveva posto all'attenzione del Parlamento e del Governo l'opportunità di introdurre un regime di prezzi regolati per il servizio di teleriscaldamento, alla luce degli esiti di un'indagine conoscitiva condotta dalla medesima nel corso del 2022, al fine di valutare la congruità dei prezzi di detto servizio, i cui risultati sono stati illustrati nel Volume 2 della *Relazione Annuale 2023*².

L'Autorità, con delibera 20 giugno 2023, 277/2023/R/tlr, ha quindi avviato il procedimento per la definizione del metodo tariffario applicabile al settore del teleriscaldamento.

I primi orientamenti dell'Autorità sono stati illustrati nel documento di consultazione 3 agosto 2023, 388/2023/R/tlr, nell'ambito del quale l'Autorità ha proposto l'utilizzo di un approccio ibrido per la determinazione dei costi riconosciuti per l'erogazione del servizio, facendo riferimento a metodologie riconducibili al paradigma del *cost of service regulation* (o *rate of return regulation*), con la contestuale applicazione di costi standard per l'attività di produzione di energia termica.

Con la delibera 28 settembre 2023, 431/2023/R/tlr, l'Autorità ha successivamente rinviato i termini di conclusione del procedimento al 31 dicembre 2023, al fine di effettuare una raccolta dati sui costi di erogazione del servizio e di disporre dei risultati dello studio sui costi standard di produzione di energia termica, affidato alla società Ricerca sul sistema energetico – RSE S.p.a. – con la delibera 28 settembre 2023, 430/2023/A.

Gli orientamenti finali per la determinazione del metodo tariffario sono stati illustrati nel documento per la consultazione 24 novembre 2023, 546/2023/R/tlr. L'Autorità, in particolare, in coerenza con quanto previsto all'art. 10, comma 18, del decreto legislativo n. 102/2014, che richiede di adottare gradualità nell'intervento di regolazione, ha scelto di adottare un approccio multifase, in modo da coniugare le esigenze di tutela degli utenti con il mantenimento di condizioni di equilibrio economico-finanziario degli esercenti, prevedendo:

- di definire, per il periodo transitorio (compreso tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2024), un criterio per la fissazione di un vincolo ai ricavi basato su logiche di costo evitato (il costo del servizio di riscaldamento

1 Recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 24 febbraio 2023, n. 13, recante disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune. Disposizioni concernenti l'esercizio di deleghe legislative".

2 Nell'ambito della richiamata indagine conoscitiva (i cui esiti sono stati riportati nell'Allegato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr) sono emerse potenziali criticità sia in relazione alle dinamiche di mercato, sia, limitatamente ad alcuni contesti, all'equità dei prezzi applicati. In particolare:

- con riferimento alle dinamiche di mercato, i prezzi applicati dagli esercenti del servizio di teleriscaldamento sono risultati in genere superiori al costo di erogazione di un servizio equivalente tramite caldaia a gas; è emerso che, pertanto, la possibilità di sostituire il teleriscaldamento con una caldaia a gas non sembra sufficiente ad allineare i prezzi tra i due settori;
- con riferimento all'equità dei prezzi applicati, in alcune reti, caratterizzate da un significativo utilizzo di impianti di termovalorizzazione per la produzione di energia termica, si è determinato un progressivo disallineamento tra costi e ricavi del servizio in quanto, all'incremento dei ricavi, non è corrisposta una crescita dei costi variabili di produzione.

alternativo più conveniente disponibile sul mercato), al fine di assicurare l'applicazione di prezzi coerenti con un assetto concorrenziale del mercato dei servizi di riscaldamento;

- di introdurre a regime, a partire dal 1° gennaio 2025, un vincolo ai ricavi determinato sulla base dei costi efficienti di erogazione del servizio.

Il metodo tariffario applicabile nel periodo transitorio (MTL-T) è stato approvato con la delibera 28 dicembre 2023, 638/2023/R/tlr. L'Autorità, pur confermando l'applicazione di logiche di costo evitato, in coerenza con quanto fatto in passato dalla maggior parte degli operatori del settore, ha tuttavia adottato specifici correttivi in modo tale da risolvere le principali criticità delle metodologie precedentemente utilizzate, evidenziate nell'ambito dell'indagine conoscitiva sopra richiamata.

In primo luogo, l'Autorità ha apportato delle modifiche alla modalità di calcolo del costo evitato, prevedendo l'utilizzo di parametri che fossero maggiormente rappresentativi dei costi effettivamente sostenuti dagli utenti (in particolare, si evidenzia l'utilizzo di rendimenti della caldaia in linea con i modelli a condensazione attualmente disponibili sul mercato).

Un ulteriore correttivo riguarda l'applicazione di un tetto al valore massimo del costo evitato, per la quota di energia termica prodotta da impianti alimentati con fonti diverse dal gas naturale. Tale intervento consente di assicurare una correlazione tra i costi e i ricavi degli esercenti, anche in presenza di picchi delle quotazioni del gas naturale, a differenza di quanto avvenuto nel corso della crisi energetica del 2022.

Qualità tecnica

Il decreto legislativo n. 102/2014 ha attribuito all'Autorità anche specifici poteri di regolazione e controllo della qualità tecnica del servizio di telecalore, tra cui la definizione di standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio (art. 10, comma 17, lett. a)).

La disciplina della qualità tecnica, applicabile nel primo periodo di regolazione (1° gennaio 2021-31 dicembre 2023), è stata definita con la delibera 17 dicembre 2019, 548/2019/R/tlr. L'Autorità, stante l'approssimarsi della scadenza del periodo di regolazione, con la delibera 24 gennaio 2023, 20/2023/R/tlr, ha avviato un procedimento per la revisione della disciplina in materia. Le nuove disposizioni di qualità tecnica (di seguito: RQTT) sono state successivamente approvate con la delibera 25 luglio 2023, 346/2023/R/tlr.

Nell'ambito della revisione della disciplina, l'Autorità ha in primo luogo previsto di applicare una durata indeterminata del periodo di regolazione della qualità tecnica, in quanto l'esperienza maturata nel corso del primo periodo di regolazione ha consentito di individuare gli ambiti di intervento rilevanti e di verificare l'efficacia delle misure introdotte. Eventuali ulteriori revisioni della regolazione della qualità tecnica saranno dunque effettuate esclusivamente nel caso in cui emergano necessità di adeguamento nell'ambito dell'attività di monitoraggio del settore.

Per quanto concerne le disposizioni applicabili, l'Autorità ha sostanzialmente confermato la disciplina previgente, prevedendo un rafforzamento delle misure a tutela della continuità del servizio.

L'RQTT, in particolare, con riferimento alla continuità del servizio prevede:

- l'obbligo, per gli esercenti, di adottare ogni misura ragionevole e conforme alla legislazione e alla normativa tecnica per evitare il ripetersi di interruzioni a breve distanza di tempo per gli stessi utenti;
- l'obbligo di fornire un preavviso minimo all'utente nel caso di interruzioni programmate (48 ore nel periodo invernale e 24 nel periodo estivo);
- l'introduzione di uno standard specifico di continuità del servizio per la durata massima delle interruzioni non programmate, pari a 12 ore nel periodo invernale e a 24 ore nel periodo estivo;
- l'erogazione di un indennizzo automatico in caso di violazione dello standard di continuità, proporzionale alla dimensione dell'utente (nello specifico, alla capacità contrattuale).

Per quanto concerne, invece, la sicurezza del servizio, l'Autorità ha sostanzialmente confermato le disposizioni introdotte nel primo periodo di regolazione, che includono, in particolare:

- l'obbligo, per gli esercenti, di disporre di un numero dedicato al servizio di pronto intervento, nonché di adeguate risorse umane, materiali e tecnologiche per fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento; per gli esercenti di maggiori dimensioni è previsto, inoltre, uno standard generale di arrivo sul luogo di chiamata per dispersioni entro 3 ore per almeno il 90% delle chiamate;
- l'obbligo di disporre di un'organizzazione e di attrezzature adeguate a garantire tempestiva ed efficace gestione di emergenze e incidenti, in coordinamento con le autorità locali e le forze di pubblica sicurezza; in seguito, al verificarsi di emergenze o incidenti, gli esercenti sono tenuti a predisporre un rapporto in cui ne siano indicate le cause e le misure adottate per garantire la sicurezza e la continuità del servizio;
- l'obbligo di ispezionare la totalità della rete ogni 5 anni;
- l'obbligo di messa in sicurezza tempestiva, o comunque entro 24 ore dalla localizzazione, delle dispersioni di massima pericolosità;
- l'obbligo di eseguire periodicamente controlli della qualità del fluido di rete, al fine di verificare il rispetto dei *range* operativi di specifici parametri chimico-fisici.

Trasparenza

Il decreto legislativo n. 102/2014 ha attribuito all'Autorità specifici poteri di regolazione in materia di trasparenza del servizio di telecalore. In particolare, l'art. 9, comma 7 del citato decreto prevede che l'Autorità definisca le modalità con cui il venditore al dettaglio di energia (inclusa quella termica) fornisca:

- su richiesta dell'utente, informazioni sulla fatturazione energetica e sui consumi storici, a un fornitore di servizi energetici (lett. a));
- l'opzione di ricevere informazioni sulla fatturazione e sulle bollette in formato elettronico, oltre alla possibilità di richiedere informazioni sulla compilazione delle fatture (lett. b));
- un elenco di informazioni minime insieme alla fattura (prezzi correnti effettivi, confronto tra il consumo attuale e quello dell'anno precedente, contatti delle associazioni, ecc.) (lett. c));
- informazioni aggiuntive per la valutazione globale dei consumi energetici e soluzioni flessibili per i pagamenti (lett. d)).

L'art. 9, comma 8, prevede che l'Autorità assicuri che non siano applicati corrispettivi ai clienti finali per la ricezione di fatture e per l'accesso ai dati relativi ai consumi. Infine, l'art. 10, comma 17, stabilisce che l'Autorità definisca

le modalità con cui rendere pubblici i prezzi del calore, l'allacciamento, la disconnessione e altre attrezzature accessorie (lett. c)).

L'Autorità ha definito la disciplina della trasparenza del servizio applicabile nel primo periodo di regolazione (1° gennaio 2021-31 dicembre 2023), con delibera 16 luglio 2019, 313/2019/R/tlr. Stante l'approssimarsi del termine del periodo di regolazione, con la delibera 22 gennaio 2019, 19/2023/R/tlr, è stato avviato un procedimento per la revisione delle norme applicabili. Le nuove disposizioni in materia di trasparenza sono state successivamente approvate con la delibera 25 luglio 2023, 344/2023/R/tlr (di seguito: TITT).

Per quanto concerne le norme applicabili, l'Autorità ha sostanzialmente confermato gli ambiti di intervento previsti nel primo periodo di regolazione, e in particolare:

- obblighi in materia di contenuti minimi dei contratti di fornitura e modalità di comunicazione di eventuali modifiche;
- modalità di pubblicazione dei prezzi del servizio;
- obblighi in materia di contenuti minimi dei documenti di fatturazione;
- obblighi di trasparenza in materia di qualità del servizio e diritti degli utenti, con pubblicazione degli standard di qualità previsti per il servizio e le informazioni di carattere generale;
- pubblicazione di informazioni sulle prestazioni ambientali del sistema di telecalore;
- obblighi informativi nei confronti dell'Autorità, al fine di consentire il monitoraggio dei prezzi del servizio.

La presenza di elementi informativi minimi nel contratto di fornitura è un requisito particolarmente rilevante, in quanto consente all'utente di selezionare in modo consapevole il servizio di climatizzazione, con un impatto positivo sulla concorrenza. Il TITT, al riguardo, prevede che debbano essere indicati nel contratto, tra l'altro:

- i prezzi praticati per l'erogazione del servizio, con dettaglio delle diverse componenti applicate e delle modalità di aggiornamento;
- i parametri tecnici di fornitura garantiti all'utente (potenza disponibile, temperatura di fornitura e periodo di erogazione), oltre agli altri obblighi di qualità del servizio;
- le modalità di esercizio del diritto di recesso;
- le modalità e le condizioni di pagamento, incluso il tasso di interesse applicato in caso di morosità dell'utente.

Il TITT prevede, inoltre, che l'esercente sia tenuto a comunicare all'utente eventuali modifiche unilaterali del contratto di fornitura con un preavviso minimo di 60 giorni. In caso di mancato rispetto del termine, eventuali modifiche peggiorative delle condizioni contrattuali non sono applicabili.

Per quanto concerne la trasparenza dei prezzi, il TITT prevede l'obbligo, per gli esercenti, di pubblicare sul proprio sito internet i prezzi aggiornati per ciascuna tipologia di prezzo applicata. È stato, inoltre, previsto l'obbligo di fornire ai potenziali utenti, unitamente al preventivo di allacciamento, una scheda informativa che riporti una stima del costo annuale del servizio.

Tra le principali disposizioni in materia di contenuti minimi delle bollette inviate agli utenti, si evidenziano invece gli obblighi di:

- indicare separatamente gli importi relativi a ciascun corrispettivo applicato e gli importi relativi a eventuali conguagli;

- indicare se le letture utilizzate per la fatturazione sono rilevate o stimate, prevedendo che, nel caso di letture stimate, sia chiaramente indicato che gli importi fatturati saranno oggetto di un successivo conguaglio;
- indicare lo stato dei pagamenti e le procedure previste dal contratto in caso di morosità.

La principale novità del TITT, rispetto a quanto previsto nel primo periodo di regolazione, riguarda tuttavia gli obblighi in materia di informazione sulle prestazioni ambientali delle reti di telecalore. Gli esercenti, in particolare, sono tenuti a fornire agli utenti i seguenti elementi informativi:

- informazioni sul *mix* di combustibili utilizzato per la produzione dell'energia termica immessa in rete nell'anno precedente, precisando la quota di energia rinnovabile certificata tramite garanzie di origine;
- nel caso di reti di teleriscaldamento alimentate da impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 20 MW, informazioni relative alle emissioni di gas a effetto serra e sul fattore di conversione in energia primaria.

L'Autorità, in modo analogo a quanto previsto per la disciplina della qualità tecnica, ha infine previsto di applicare una durata indeterminata del periodo di regolazione. Eventuali ulteriori revisioni della disciplina saranno dunque effettuate esclusivamente nel caso in cui emergano necessità di adeguamento nell'ambito dell'attività di monitoraggio del settore.

Valutazione delle istanze di esclusione

L'art. 2, comma 2, lett. gg), del decreto legislativo n. 102/2014, definisce come rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento *"qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento e raffrescamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria"*. La regolazione adottata dall'Autorità nel settore del telecalore si applica pertanto esclusivamente alle reti di distribuzione che presentano le suddette caratteristiche.

L'Autorità, con la delibera 13 novembre 2018, 574/2018/R/tlr, ha definito le modalità con cui un operatore può richiedere l'esclusione di una rete dalla regolazione del settore, qualora non sia qualificabile come rete di teleriscaldamento o teleraffrescamento ai sensi delle disposizioni del citato decreto legislativo n. 102/2014. A tal fine l'operatore deve presentare una specifica istanza di esclusione, che includa la documentazione idonea ad attestare la presenza di almeno uno dei seguenti requisiti:

- presenza di più del 50% dell'estensione della rete, al netto degli allacciamenti, su suolo privato;
- rete realizzata con la finalità di servire un numero predefinito e limitato di utenti, attraverso la stipula di accordi, convenzioni o contratti di fornitura nel periodo temporale antecedente all'avvio del servizio, con divieto di allacciamento di eventuali nuovi utenti;
- centrale di produzione del calore immesso nella rete di potenza complessiva minore o uguale a 1 MW e posizionata all'interno di uno degli stabili degli utenti del servizio.

Nel corso dell'anno 2023 l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze presentate dagli operatori del settore. Al 31 dicembre 2023 risultano escluse dalla regolazione 124 reti di distribuzione del calore (si tratta sostanzialmente di micro-reti interne di distribuzione di calore, che non sono finalizzate all'erogazione del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento sul territorio).

Monitoraggio delle caratteristiche del settore e del rispetto della regolazione

Al fine di monitorare lo stato del settore e verificare il rispetto della regolazione introdotta dall'Autorità sono previsti specifici obblighi informativi in capo agli operatori, che prevedono l'invio di informazioni su base annuale.

Nel mese di settembre 2023 è stata effettuata la "Raccolta dati integrata telecalore – anno di riferimento 2022" con la finalità di acquisire i dati e le informazioni in materia di qualità commerciale, allacciamenti, trasparenza e misura nel settore del telecalore. Gli obblighi informativi in particolare riguardano:

- la dimensione degli esercenti, necessaria per determinare la corretta applicazione degli obblighi regolatori (spesso progressivi con la dimensione dell'esercente);
- le prestazioni di qualità commerciale eseguite, il grado di rispetto degli standard e gli indennizzi erogati agli utenti, necessari a monitorare la qualità del servizio;
- i costi e i ricavi dell'attività di allacciamento di nuovi utenti, necessari per verificare che i ricavi derivanti dai corrispettivi di allacciamento (ed eventuali corrispettivi di salvaguardia, in caso di recesso anticipato) non siano superiori ai costi sostenuti dall'esercente;
- i prezzi praticati agli utenti, la tipologia di prezzo e il metodo di determinazione;
- il numero e la tipologia di contatori di fornitura installati presso gli utenti, nonché le prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli strumenti.



CAPITOLO

8



**REGOLAZIONE NEL CICLO
DEI RIFIUTI URBANI**

SETTORIALE

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

Nel corso del 2023 sono proseguite le attività finalizzate a consolidare l'interlocuzione tecnico-istituzionale con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani, attraverso il Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali, istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A, con la finalità di promozione di un quadro di *governance* chiaro e affidabile e di perseguimento dell'obiettivo "OS.20 Promuovere strumenti per supportare il riordino degli assetti del settore ambientale", di cui alla delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A, recante il Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

Nello specifico, nel corso delle riunioni del 2023 – anche al fine di acquisire utili elementi per l'azione regolatoria e in considerazione dei rilievi presentati nelle comunicazioni di taluni soggetti territoriali all'Autorità – il Tavolo ha affrontato le seguenti principali tematiche:

- determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari, nonché definizione di standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero, secondo gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 16 maggio 2023, 214/2023/R/rif;
- predisposizione di uno schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio di gestione dei rifiuti urbani, secondo gli orientamenti finali espressi nel documento di consultazione 13 giugno 2023, 262/2023/R/rif;
- aggiornamento biennale 2024-2025 del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2), secondo gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 20 giugno 2023, 275/2023/R/rif;
- modalità operative per la riclassificazione delle componenti di ricavo e di costo per la determinazione del grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata, in attuazione di quanto previsto dalla delibera 3 agosto 2023, 389/2023/R/rif;
- costi e ricavi connessi con le attività di *"prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata"*, secondo quanto previsto nella citata delibera 389/2023/R/rif, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, sez. II, n. 7196/2023.

Nelle riunioni del Tavolo sono stati approfonditi, tra l'altro, i profili legati alle differenti modalità organizzative e gestionali definite dalle Amministrazioni competenti nelle diverse aree del Paese. Con riferimento a tali profili e nell'ottica di analizzare gli assetti locali del servizio e i processi decisionali di competenza territoriale, gli uffici hanno altresì accolto la richiesta delle Regioni e delle Associazioni rappresentative delle autonomie locali e degli enti di governo dell'ambito di organizzare incontri tecnici, al fine di fornire ai soggetti territoriali interessati chiarimenti in merito a eventuali dubbi applicativi sulla regolazione in materia di gestione dei rifiuti urbani.

In tema di monitoraggio degli assetti locali, a partire già dal primo semestre del 2023, l'Autorità ha dato attuazione alle previsioni di cui all'art. 5, comma 6, del decreto legislativo 22 dicembre 2022, n. 201 secondo cui: *"Al fine di contribuire alla razionalizzazione degli assetti istituzionali locali del settore dei rifiuti, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente presenta alle Camere una periodica relazione semestrale sul rispetto delle prescri-*

zioni stabilite dalla disciplina di settore per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli enti di governo dell'ambito". In particolare, gli uffici hanno richiesto a tutte le Regioni e alle Province autonome informazioni aggiornate relativamente all'organizzazione territoriale del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, con specifico riguardo alla delimitazione degli ambiti territoriali ottimali (ATO), ai profili di costituzione e operatività dei relativi enti di governo d'ambito territoriale ottimale (EGATO), al rispetto dell'obbligo di partecipazione ai medesimi da parte degli enti locali, all'eventuale adozione di modelli alternativi o in deroga al modello degli ATO, nonché ai casi di attivazione di poteri sostitutivi, secondo le previsioni della normativa di settore vigente. A seguito dell'analisi delle risposte pervenute, il primo quadro emerso è stato illustrato dall'Autorità alle Camere nell'ambito della *Relazione Annuale 2022, Volume I*.

Infine, in ottemperanza alla citata previsione legislativa, l'Autorità, con la relazione 21 dicembre 2023, 609/2023/II rif, ha illustrato gli esiti del secondo monitoraggio, fornendo un quadro aggiornato degli assetti locali, sulla base dei dati e delle informazioni acquisiti dai soggetti competenti. In particolare, nell'ambito di tale relazione semestrale, l'Autorità ha valutato positivamente l'utilità di integrare l'attività di monitoraggio, ricomprendendovi anche profili relativi alla tematica degli affidamenti, con particolare riferimento alle informazioni concernenti il numero degli affidamenti, le loro scadenze, il perimetro amministrativo e la tipologia di servizio assegnato. Da tale monitoraggio è emerso un quadro che può essere così sinteticamente riportato:

- sotto il profilo della delimitazione territoriale degli ATO, una diffusa preferenza per una perimetrazione di livello regionale che, tuttavia, anche in considerazione dell'eventuale presenza di sub-ambiti o aree cui sono delegate talune funzioni o nella possibile compresenza di soggetti cui sono attribuite competenze decisionali, non appare tale da poter autonomamente indicare forme di convergenza verso assetti maggiormente razionalizzati;
- con riferimento alla costituzione degli EGATO, la maggioranza delle regioni e le due province autonome ha proceduto all'individuazione degli EGATO ma solo in alcuni casi si rileva il perfezionamento del processo di costituzione e di piena operatività dei medesimi; risulta evidente la diffusa attitudine ad articolare competenze o a prevedere modalità eterogenee di coordinamento, pur non mancando casi di efficace esercizio unitario delle competenze previste nella normativa di settore ed esercitate da enti di dimensione sub-regionale o, talvolta, anche sub-provinciale;
- con riguardo alle aree territoriali in cui gli EGATO sono stati previsti, sussistono criticità nel perfezionamento dei procedimenti di partecipazione degli enti locali, in alcuni casi risolte mediante l'esercizio dei poteri sostitutivi da parte degli organismi regionali competenti;
- l'analisi degli affidamenti dei servizi di raccolta e trasporto denota una generale definizione, anche nei casi di delimitazione regionale degli ATO, di bacini a livello sovracomunale, sebbene di livello infra-provinciale.

Collaborazione con altre istituzioni

Tavolo tecnico istituzionale per il PNPR

L'art. 180 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, così come modificato dal decreto legislativo 3 settembre 2020 n. 116, prevede, "al fine di promuovere in via prioritaria la prevenzione della produzione dei rifiuti", l'adozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), di concerto con il Ministero dello sviluppo economico (ora Ministero delle imprese e del made in Italy), il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali (ora Ministero dell'agricoltura, della

sovranità alimentare, e delle foreste), del Programma nazionale di prevenzione dei rifiuti, precisando che il citato Programma fissi "idonei indicatori e obiettivi qualitativi e quantitativi per la valutazione dell'attuazione delle misure di prevenzione dei rifiuti in esso stabilite".

Ai fini dell'aggiornamento del precedente Programma, adottato nel 2013 alla luce delle intervenute modifiche legislative, è stato istituito un Tavolo tecnico istituzionale, coordinato dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, composto dal Ministero delle imprese e del *made in Italy*, dal Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, da ARERA e con il supporto tecnico dell'Istituto superiore di sanità, dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), del Consiglio nazionale delle ricerche (CNR), dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) e dell'Istituto nazionale di statistica (Istat).

Nell'ambito del citato Tavolo tecnico, l'Autorità ha fornito il proprio contributo attraverso la formulazione di proposte di integrazione del Programma, finalizzate a esplicitare il ruolo della regolazione nel perseguimento degli obiettivi di prevenzione. Al riguardo, nell'alveo delle competenze attribuite dal legislatore, l'Autorità ha introdotto misure tese, tra l'altro, al riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori del servizio per il potenziamento delle attività di prevenzione e per le attività connesse con la promozione di campagne ambientali, nonché alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata da porre a carico dei soggetti interessati dagli obblighi derivanti dalla responsabilità estesa del produttore (*Extended Producer Responsibility* – *EPR*), che saranno illustrate nel seguito del presente Capitolo, permettendo in tal modo il rafforzamento dei segnali di prezzo trasferiti ai consumatori e, conseguentemente, il contenimento dei consumi e la scelta di prodotti con vita utile superiore o riutilizzabili. Inoltre, la definizione di una specifica componente perequativa¹ – che si aggiunge alla tariffa corrisposta dagli utenti per la fruizione del servizio di gestione dei rifiuti urbani – a copertura dei costi di gestione dei rifiuti accidentalmente pescati, dandone separata evidenza negli avvisi di pagamento, può contribuire a responsabilizzare la collettività per la diffusione di modelli comportamentali virtuosi rivolti alla prevenzione di tale fenomeno.

Cabina di regia sulla transizione ecologica

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di regia sulla transizione ecologica, istituita dall'Ente nazionale italiano di unificazione (UNI), con la finalità di supportare la *governance* UNI nell'implementazione delle Linee Strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Le principali aree di intervento sono: i cambiamenti climatici, la protezione dell'ambiente (acqua, suolo, aria, biodiversità), l'economia circolare, i rifiuti e l'agricoltura sostenibile.

In particolare, gli obiettivi prioritari individuati riguardano:

- il rafforzamento della *leadership* italiana nei tavoli CEN/ISO;
- il consolidamento del rapporto con il legislatore e l'amministrazione pubblica, anche per una semplificazione attraverso l'uso delle norme.

La citata Cabina di regia offre un importante presidio sugli sviluppi della normazione tecnica a livello europeo sui temi inerenti, tra l'altro, all'economia circolare, consentendo di intercettare eventuali aree di interesse per lo

¹ Delibera 3 agosto 2023, 386/2023/R/rif, recante "Istituzione di sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani", illustrata nel seguito del presente Capitolo.

sviluppo di misure regolatorie finalizzate a promuovere la transizione verso modelli di gestione ambientalmente ed economicamente più sostenibili.

Contributo all'implementazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza per le linee di investimento M2C1 – I1.1 e M2C1 – I1.2

In data 28 settembre 2021 l'allora Ministro della transizione ecologica ha adottato due decreti ministeriali (DM) relativi all'approvazione dei criteri di selezione dei progetti per l'assegnazione delle risorse finanziarie previste per l'attuazione degli interventi del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) in relazione alla Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 1 "Economia circolare e agricoltura sostenibile", funzionali a "colmare il gap impiantistico nel settore della gestione dei rifiuti urbani e speciali che, allo stato, ostacola lo sviluppo di filiere circolari":

- DM n. 396/2021 per la realizzazione di nuovi impianti di gestione dei rifiuti e l'ammodernamento di impianti esistenti, nell'ambito dell'Investimento 1.1 (1.500.000.000 euro);
- DM n. 397/2021 per la realizzazione di progetti "faro" di economia circolare, nell'ambito dell'Investimento 1.2 (600.000.000 euro);

destinando contestualmente il 60% delle risorse a interventi da realizzarsi nelle Regioni del Centro e del Sud Italia e individuando la data del 30 giugno 2026 come termine ultimo per l'ultimazione e il collaudo degli interventi oggetto delle proposte. Al fine della indizione delle procedure a evidenza pubblica, il Ministero, in data 15 ottobre 2021, ha emanato i relativi Awisi aventi a oggetto proposte per il finanziamento di interventi rientranti in sette linee di intervento.

Nel corso del 2022 e, in parte, del 2023, alla luce dei citati decreti ministeriali, l'Autorità è stata chiamata a prendere parte alle due Commissioni di ammissione e di valutazione delle proposte, insieme alle altre istituzioni coinvolte (MITE – ora MASE –, ISPRA, ENEA, Conferenza delle Regioni e delle Province autonome).

Come già illustrato in dettaglio nella passata edizione della *Relazione Annuale* (Volume II), sulla base delle proposte formulate dalla Commissione di graduatoria degli interventi finanziabili per ciascuna delle quattro linee di intervento A, B, C e D dell'Investimento 1.2, Missione 2, Componente 1 del PNRR (progetti "faro" di economia circolare), in data 29 dicembre 2022 sono stati adottati dal Capo Dipartimento Sviluppo sostenibile del MASE i decreti dipartimentali nn. 209, 210, 211 e 212 di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento. Analogamente, con riferimento all'Investimento 1.1, Missione 2, Componente 1 del PNRR (interventi per la raccolta differenziata e gli impianti di gestione dei rifiuti), in data rispettivamente 2 e 21 dicembre 2022, sono stati adottati i decreti dipartimentali nn. 198 e 206 di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento per le linee di intervento B e C.

Con riferimento specifico alla Linea di intervento A, a partire dall'ultimo trimestre 2022 fino ai primi mesi del 2023, l'Autorità ha fornito il proprio contributo, nell'ambito della Commissione all'uopo nominata, per l'esame e la valutazione, sulla base dei criteri individuati nel decreto ministeriale n. 396/2021, delle 2.929 proposte presentate da EGATO o, laddove questi non fossero costituiti o operativi, Comuni (operanti singolarmente o nella forma associativa tra Comuni), potendo avvalersi anche dei gestori incaricati del servizio rifiuti igiene urbana. L'attribuzione dei punteggi per la stesura della graduatoria si è basata su criteri di selezione, definiti dal citato decreto n. 396/2021, che premiavano i risultati attesi in termini di:

- impatto, sia in termini di incidenza della popolazione interessata dall'intervento rispetto alla popolazione residente nel pertinente territorio, sia in termini di incremento previsto dell'indice percentuale di raccolta differenziata al 2026 rispetto al valore 2019;
- congruità e attendibilità del cronoprogramma dell'intervento rispetto alla capacità operativa e amministrativa di realizzare il progetto, anche considerando lo stato di avanzamento del livello di progettazione, valorizzando inoltre l'eventuale riduzione dei tempi rispetto alla scadenza fissata dal PNRR al 1° semestre 2026;
- sostenibilità e durabilità del progetto attraverso la scelta di tecnologie consolidate non obsolete, considerando altresì l'inserimento nell'ambito urbanistico e ambientale, anche attraverso l'impiego di sistemi automatizzati e/o di videosorveglianza mediante l'utilizzo di energie rinnovabili;
- apporto, anche indiretto, alla risoluzione delle infrazioni individuate dall'Unione europea (in materia di riduzione delle discariche abusive) e sinergie con altri piani settoriali;
- congruità e attendibilità del quadro economico dell'intervento.

Sulla base delle proposte formulate dalla Commissione di graduatoria degli interventi finanziabili, in data 30 marzo 2023 è stato infine adottato dal Capo Dipartimento Sviluppo sostenibile del MASE il decreto dipartimentale n. 128, di approvazione della graduatoria definitiva delle proposte ammesse a finanziamento per l'ultima Linea di intervento, volte a ridurre l'obsolescenza degli attuali sistemi di gestione dei rifiuti e le importanti disparità regionali riscontrate nei tassi di raccolta differenziata e negli standard qualitativi, principalmente attraverso lo sviluppo di modelli di raccolta differenziata basati sulla digitalizzazione dei processi, l'efficientamento dei costi e la razionalizzazione e semplificazione dei flussi di rifiuti urbani prodotti.

Verificazione su suddivisione in lotti nell'ambito di una procedura per l'affidamento del servizio di gestione dei rifiuti urbani

In data 5 dicembre 2022 il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, con le ordinanze n. 2700/2022 e n. 2701/2022, ha assegnato al Direttore della Divisione Ambiente (nella sua qualità di Direttore *ad interim* della Direzione Ciclo dei Rifiuti Urbani e assimilati, di cui al previgente assetto organizzativo) il ruolo di Verificatore nell'ambito dei ricorsi proposti da due società del settore, avverso gli atti relativi alla procedura aperta per l'affidamento del servizio di gestione dei rifiuti urbani indetta dal Comune di Milano.

La questione sottoposta al vaglio dei giudici amministrativi verteva sulla legittimità dell'articolazione dell'affidamento in un unico lotto, comprensivo dei servizi di spazzamento, raccolta e avvio allo smaltimento dei rifiuti urbani, il cui ambito si estendeva all'intero territorio comunale.

Nello specifico, il TAR ha chiesto al Verificatore elementi in merito sia alla praticabilità, a parità di costi, di una suddivisione in lotti del servizio che originasse dalle diverse attività dell'appalto, ovvero di suddivisioni in lotti alternative o ulteriori rispetto a quella su base geografica, indicando e motivando l'eventuale determinazione di una differenza di costi, sia alla riscontrabilità di ipotesi di contendibilità del mercato per l'affidamento del servizio così come organizzato dal Comune di Milano.

L'incarico di verifica, che è stato svolto nei primi mesi del 2023, nei tempi assegnati dal Tribunale, garantendo le esigenze di contraddittorio con le modalità formulate nelle ordinanze citate, si è concluso con il deposito della Relazione di verifica, nella quale si è fornita risposta ai due quesiti sottoposti. I giudizi si sono conclusi con le sentenze del TAR Milano nn. 2328 e 2329 del 16 ottobre 2023, che hanno respinto i ricorsi, anche in quanto *“ad avviso del Collegio gli esiti della verifica confermano la ragionevolezza della scelta del Comune di impostare la gara sulla base di un unico lotto, sia sotto il profilo della contendibilità della commessa sia del verosimile maggior contenimento dei costi, quindi sotto il duplice profilo dei principi che presidiano le procedure ad evidenza pubblica [...], da un lato il rispetto delle regole di concorrenza dall'altro dei principi «contabilistici» [...]”*.

Le pronunce, in particolare, hanno richiamato le conclusioni contenute nella Relazione di verifica, nella parte in cui non hanno ritenuto praticabile la suddivisione in lotti funzionali, poiché *“la normativa vigente non appare conciliabile con la possibilità di identificare separazioni verticali della filiera per le fasi di raccolta e trasporto e per quella di spazzamento”*, e hanno dato atto, al fine di valutare la praticabilità della suddivisione del servizio in lotti orizzontali, della necessità di *“una mole informativa di dati che non risulta disponibile né nel contesto milanese, né in generale nel contesto italiano”*, rilevando altresì profili di incoerenza di carattere tecnico-regolatorio, rispetto alla scelta di frazionare il territorio comunale in aree, in ordine alle modalità di computo e di addebito dei corrispettivi del servizio. Le sentenze, inoltre, hanno fatto proprie anche le conclusioni del Verificatore relativamente al livello di contendibilità garantito dalla gara in esame, affermando come *“la relazione di verifica disposta dal Collegio e condotta da ARERA conclude nel senso della non irragionevolezza della gara ad unico lotto sotto il profilo della pluralità di potenziali offerenti e di risparmio dei costi del servizio”*.

Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti

Nei successivi paragrafi viene fornita una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria, con riferimento al servizio integrato dei rifiuti, con particolare riguardo alle istruttorie finalizzate alle approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti per il secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2), alla definizione dei criteri per l'aggiornamento biennale 2024-2025 del medesimo metodo nonché per la copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata e per la determinazione delle relative modalità applicative.

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2)

Con riferimento al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, nel corso del 2023 è proseguita l'attività di istruttoria e approvazione dei piani economico-finanziari quadriennali relativi al periodo 2022-2025², nonché

2 Come descritto nella precedente edizione della *Relazione Annuale* dell'Autorità, la previsione di un piano economico finanziario quadriennale, finalizzata a promuovere un allineamento virtuoso, nel medio periodo, dei cicli economico-finanziari con le programmazioni di competenza regionale per la gestione dei flussi e lo sviluppo delle infrastrutture ambientali, è stata una delle principali novità dell'MTR-2: il piano 2022-2025 rappresenta, perciò, la prima predisposizione su base pluriennale operata dai gestori del ciclo integrato e dai relativi enti territorialmente competenti.

delle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2020 e 2021 (anni in cui vigeva il primo metodo tariffario, MTR³), che ha interessato sia comuni di dimensione significativa (in termini di popolazione residente), sia realtà di minori dimensioni⁴.

Le interlocuzioni con gli enti territorialmente competenti sono divenute più articolate, per assicurare l'adeguata valutazione delle componenti tariffarie previste dall'MTR e dall'MTR-2. In particolare, sono di frequente stati oggetto di ulteriori approfondimenti:

- la rendicontazione e l'intercettazione degli effetti già considerati nei casi di valorizzazione, nel 2020 e (ove siano stati impiegati i relativi dati di bilancio) nel 2021, delle componenti di costo di natura previsionale previste dall'MTR, ossia i costi operativi incentivanti (COI) e le componenti COV e COS legate all'emergenza pandemica;
- la valorizzazione di componenti di costo di natura previsionale per il periodo 2022-2025, con particolare attenzione alle componenti di nuova introduzione a opera dell'MTR-2, ossia le componenti CQ, che permettono il riconoscimento anticipato degli eventuali oneri attesi per l'adeguamento agli standard definiti dalla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif (TQRIF), e le componenti CO116, a copertura degli scostamenti attesi rispetto ai costi effettivi dell'anno di riferimento, riconducibili alle novità normative introdotte con il decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116, in materia di qualificazione dei rifiuti come "rifiuti urbani" e di facoltà di uscita, per le utenze non domestiche, dal servizio pubblico di gestione dei rifiuti urbani;
- la composizione delle componenti di conguaglio RCtot;
- la stratificazione dei cespiti rilevanti per l'erogazione del servizio integrato, anche alla luce delle regole introdotte dal Titolo VI dell'MTR-2 in materia di tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
- il rinvio alle annualità successive, comunque entro il periodo regolatorio, delle quote di costo eccedenti il limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie in una specifica annualità, e la rimodulazione, entro o oltre il periodo regolatorio, delle componenti di conguaglio.

La tavola 8.1 sintetizza le principali informazioni sulle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento ai tre piani economico-finanziari 2020, 2021 e 2022-2025⁵: per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione del piano economico finanziario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani è pari a circa 13,8 milioni di abitanti; il corrispondente dato per il 2021 è di poco superiore a 12 milioni di abitanti. Infine, 8,2 milioni di abitanti sono interessati dall'approvazione dei piani economico-finanziari relativi a tutte le annualità del primo e del secondo periodo regolatorio.

Il numero di ambiti tariffari è di 422 per il 2020, mentre quello dei comuni che afferiscono a tali ambiti è prossimo a 550. I corrispondenti dati per il 2021 mostrano 326 ambiti tariffari e 473 comuni, mentre per il 2022 gli ambiti sono 116 e i comuni afferenti sono quasi 240.

I gestori per cui una o più predisposizioni tariffarie sono state approvate sono poco più di 460 per il 2020, circa 370 per il 2021 e più di 140 per il 2022-2025.

3 Delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif, e relativo Allegato A.

4 In proposito, si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun comune si qualifica, ai sensi dell'MTR e dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito monocomunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

5 I dati riportati sono aggiornati al 31 dicembre 2023.

TAV. 8.1 Stato delle approvazioni delle predisposizioni tariffarie 2020, 2021 e 2022-2025

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA (MILIONI DI AB.)	NUMERO COMUNI SERVITI
2020	77	422	461	13.847.449	544
2021	55	326	366	12.052.807	473
2022	42	116	146	8.207.090	238
2023	42	116	144	8.207.090	238
2024	42	116	143	8.207.090	238
2025	42	116	143	8.207.090	238

Fonte: ARERA.

Per quanto concerne la dimensione, in termini di popolazione servita, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione, la tavola 8.2 illustra come per il 2020 e il 2021 più dell'80% degli ambiti abbia meno di 50.000 abitanti, circa il 15% abbia una popolazione compresa tra 50.000 abitanti e 200.000 abitanti, e meno del 5% una popolazione superiore a 200.000 abitanti. Per il 2022, le quote corrispondenti alle tre classi dimensionali sopra menzionate valgono, rispettivamente, 66%, 25% e 9%.

TAV. 8.2 Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di approvazione

CLASSE DIMENSIONALE (ABITANTI)	ANNUALITÀ 2020	ANNUALITÀ 2021	ANNUALITÀ 2022-2025
Fino a 50.000	352	263	77
Da 50.001 a 200.000	58	52	29
Più di 200.000	12	11	10
TOTALE	422	326	116

Fonte: ARERA.

Criteria per l'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025 e per la copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata

L'Autorità, con la delibera 21 febbraio 2023, 62/2023/R/rif, ha dato avvio al procedimento per la definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale, riferito alle annualità 2024 e 2025, del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2).

Nel documento per la consultazione 275/2023/R/rif, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per la revisione delle sopra richiamate regole, con l'obiettivo generale di preservare un quadro di riferimento stabile e affidabile, tenendo conto della necessità di contemperare le seguenti finalità specifiche:

- consentire l'aggiornamento delle sopra richiamate predisposizioni sulla base dei dati di bilancio dell'anno (a-2) nel frattempo resisi disponibili, nonché sulla base della riquantificazione di taluni parametri, in osservanza del principio di recupero dei costi efficienti di investimento e di esercizio;

- integrare il sistema di regole tariffarie in ragione della necessità di ridurre il rischio che, in numerosi contesti territoriali, il riconoscimento a consuntivo dei costi – con particolare riferimento all’andamento dei prezzi dei fattori della produzione registratosi a partire dal 2022 – possa non trovare copertura nell’ambito del limite alla variazione delle entrate tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, di cui al comma 4.1 dell’MTR-2, identificando meccanismi che assicurino, per un verso, la continuità del servizio e, per un altro, la sostenibilità dei corrispettivi all’utenza finale;
- favorire condizioni non discriminatorie a tutela degli utenti finali confermando e aggiornando l’impianto generale relativo alla definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, nell’ambito del quale introdurre le richiamate regole per l’aggiornamento dei costi riconosciuti sulla base delle risultanze contabili dell’anno (a-2), nonché dell’adeguamento dei parametri macroeconomici di riferimento⁶.

In particolare, le principali misure prospettate con riferimento alle regole per l’aggiornamento biennale dei costi riconosciuti riguardano, nello specifico:

- l’adeguamento, sulla base delle più recenti previsioni relative alla dinamica dei prezzi al consumo, del tasso di inflazione programmata da applicare al calcolo del limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie;
- l’introduzione di un ulteriore coefficiente per la determinazione del suddetto limite, valorizzabile nel 2024 e nel 2025 in considerazione dei maggiori oneri, sostenuti per il servizio integrato di gestione dei rifiuti negli anni 2022 e 2023, riconducibili alla dinamica dei prezzi dei fattori della produzione, ferme restando le regole già previste dall’MTR-2 relativamente al limite medesimo, nonché il valore massimo determinabile dall’ente territorialmente competente (ETC);
- l’estensione al successivo periodo regolatorio della possibilità di rimodulazione degli importi che eccedono il limite alla variazione annuale delle entrate tariffarie;
- la conferma delle componenti di costo definite dall’MTR-2, ivi inclusi i parametri specifici del settore dei rifiuti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito, e la fissazione, sulla base delle regole dell’MTR-2, dei valori aggiornati dei parametri per l’adeguamento monetario dei costi operativi e di capitale dell’anno (a-2);
- la conferma, per quanto concerne le tariffe di accesso agli impianti di trattamento, delle regole per la determinazione dei costi operativi e di capitale riconosciuti, nonché l’aggiornamento secondo gli stessi adeguamenti monetari prospettati per la determinazione delle entrate tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti.

Inoltre, nell’ambito del procedimento avviato con la delibera 3 agosto 2021, 364/2021/R/rif (poi rinnovato con la delibera 27 dicembre 2022, 732/2022/R/rif), l’Autorità aveva già illustrato i propri orientamenti in ordine alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari di trattamento delle frazioni differenziate.

⁶ In tal senso rileva in particolare la memoria 23 maggio 2023, 232/23//com, nella quale l’Autorità, in sede di audizione presso le Commissioni riunite VIII Ambiente, territorio e lavori pubblici e X Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei Deputati, ha dato conto – tra l’altro – della regolazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento, effettuata con l’MTR-2, illustrando i criteri di classificazione degli impianti e il rapporto della stessa con le programmazioni regionali e fornendo i dati relativi alla trasmissione dei piani economico-finanziari 2022-2025 degli impianti minimi e intermedi. Inoltre, con la memoria 10 luglio 2023, 309/2023//rif, per l’audizione presso l’VIII Commissione Ambiente, transizione ecologica, energia, lavori pubblici, comunicazioni, innovazione tecnologica del Senato della Repubblica, l’Autorità ha fornito il proprio contributo ai lavori della Commissione in merito al sistema di tariffazione dei rifiuti e agli impianti minimi, riferendo anche sull’imminente aggiornamento biennale del Metodo tariffario per il secondo periodo regolatorio.

In particolare, nel documento per la consultazione 214/2023/R/rif, l'Autorità aveva prospettato l'introduzione di uno specifico indicatore, denominato H_a , come misura del grado di copertura dei costi della raccolta differenziata, calcolato come rapporto tra:

- i ricavi relativi ai rifiuti da imballaggio, realizzati sia a fronte del conferimento ai sopra richiamati sistemi di *compliance*, sia in esito al conferimento al di fuori dei suddetti sistemi, al netto delle frazioni merceologiche similari, indicati con $AR_{SC_si,a}^{AGG}$;
- i costi della raccolta differenziata dei rifiuti da imballaggio corrispondenti alla menzionata componente relativa ai ricavi, comprensivi anche delle pertinenti quote di costi operativi comuni e di costi di capitale, indicati con $CRD_{SC_si,a}^{AGG}$.

L'Autorità aveva, infine, ipotizzato che all'indicatore fosse associato un percorso di avanzamento che, a partire dalle condizioni riscontrate nei singoli contesti, permettesse – secondo la necessaria impostazione di gradualità e di asimmetria – di conseguire i *target* previsti dalla normativa di riferimento; in particolare, aveva previsto l'introduzione di obiettivi annuali, che trovassero applicazione per ciascun ambito tariffario, differenziati sulla base del livello di partenza e tali da richiedere un miglioramento del grado di copertura di entità più significativa, nei casi in cui ci si discostasse maggiormente dal livello indicato dalla normativa.

Facendo seguito agli orientamenti appena descritti, nel documento per la consultazione 275/2023/R/rif l'Autorità ha prospettato l'integrazione tra le regole relative al grado di copertura dei costi della raccolta differenziata e l'MTR-2, proponendo:

- il collegamento tra il grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata e i parametri di valutazione delle prestazioni in termini di qualità ambientale del gestore della raccolta e del trasporto, disciplinati dall'MTR-2;
- l'avvio di un processo di monitoraggio dell'indicatore del grado di copertura, cui faccia seguito l'introduzione, nel terzo periodo regolatorio, di misure che ne incentivino il miglioramento.

Entrambi i processi di consultazione sopra descritti hanno visto un'ampia partecipazione da parte degli *stakeholder*, in particolare enti territorialmente competenti (ivi inclusi i comuni) e loro associazioni di categoria, un nutrito gruppo di gestori con le relative associazioni di riferimento, consorzi per la gestione degli obblighi di responsabilità estesa del produttore e società di consulenza.

In esito alla consultazione dei soggetti interessati, l'Autorità ha quindi adottato la delibera 389/2023/R/rif, che disciplina le regole e le procedure per l'aggiornamento biennale 2024-2025 delle entrate tariffarie di riferimento e delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", o agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi".

Più in dettaglio, confermando sostanzialmente quanto prospettato in consultazione, con il provvedimento da ultimo citato l'Autorità ha disposto quanto illustrato nel seguito.

Per quanto concerne la determinazione delle entrate tariffarie di riferimento per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'Autorità ha innanzitutto modificato le regole per la determinazione del limite alla variazione annuale delle entrate medesime, prevedendo:

- l'aggiornamento del tasso di inflazione programmata rpi_a (fissandone il valore al 2,7%);

- la facoltà, in capo all'ente territorialmente competente, di valorizzare (nella misura massima del 7%) un coefficiente denominato CRI_a , in considerazione dei maggiori oneri sostenuti per il servizio integrato di gestione dei rifiuti negli anni 2022 e 2023 riconducibili alla dinamica dei prezzi dei fattori della produzione, fermo restando il valore massimo del parametro p_a ;
- la possibilità di rimodulazione degli importi che eccedono il limite, previa valutazione e validazione da parte dell'ente territorialmente competente come già stabilito al comma 4.5 dell'MTR-2, alle annualità successive al vigente periodo regolatorio.

Con riferimento alla determinazione dei costi riconosciuti l'Autorità ha, poi, deliberato l'aggiornamento dei rilevanti parametri monetari, fissando i tassi di inflazione I^{2023} , I^{2024} e I^{2025} per l'aggiornamento delle componenti di costo operativo, nonché individuando il valore df_{2022}^{2023} propedeutico alla definizione del vettore che esprime il deflatore degli investimenti fissi lordi con base 1 nel 2023 e rimandando l'individuazione del corrispondente valore per il 2024 a un successivo provvedimento (da adottarsi necessariamente a seguito della pubblicazione dei relativi dati da parte di Istat). Sempre ai fini della determinazione dei costi riconosciuti, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare i parametri specifici del settore dei rifiuti per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito $WACC_a - \beta_{asset}$ e livello di *gearing* – indicato nella delibera 22 febbraio 2022, 68/2022/R/rif.

Al fine di rafforzare la coerenza tra le valutazioni sulla qualità ambientale della gestione della raccolta differenziata e gli effettivi risultati della gestione in termini di valorizzazione dei materiali derivanti dalla medesima raccolta, l'Autorità ha, altresì, ritenuto opportuno impiegare, nella valutazione di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, il macro-indicatore "Efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore" (R1), di cui all'art. 6 dell'Allegato A alla delibera 3 agosto 2023, 387/2023/R/rif, prevedendo, in particolare:

- la valorizzazione del coefficiente $\gamma_{2,a}$ – sul livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo – in coerenza con il valore assunto dal sopra citato macro-indicatore, assumendo una valutazione soddisfacente per valori maggiori o uguali a 0,85;
- la quantificazione del fattore k_a di cui all'art. 23.4 dell'MTR-2, in considerazione anche dei miglioramenti delle *performance* di trattamento che verranno richiesti in esito dall'attività di monitoraggio prevista dalla citata delibera 387/2023/R/rif.

Con la delibera 389/2023/R/rif l'Autorità ha inoltre ottemperato a quanto statuito dal Consiglio di Stato con la sentenza n. 7196/2023⁷ prevedendo che, nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'ente territorialmente competente, con procedura partecipata del gestore interessato, provveda a:

- scomputare gli oneri afferenti o comunque attribuibili alle attività di "prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata" dai costi riconosciuti (rinvenibili dalle fonti contabili obbligatorie) di cui al comma 7.3 dell'MTR-2, e, conseguentemente, da tutte le voci in cui i medesimi costi devono essere riclassificati, ossia dai costi operativi di gestione (CG_a) – compresi gli oneri afferenti alla

⁷ Con la sentenza in parola la sezione II del Consiglio di Stato ha accolto l'appello (avverso la sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia, sezione I, n. 682/2022) proposto da una società operante nel settore della selezione degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata dei rifiuti, che aveva censurato, tra gli altri, il riconoscimento in tariffa di "costi [afferenti alla «commercializzazione e valorizzazione della frazione differenziata»] ad alcuni degli operatori nel mercato della selezione, ovvero agli operatori del servizio [di raccolta e trasporto, RSU] a monte che esercitano anche il servizio di selezione, i c.d. «Gestori integrati», ritenendo che si tratti di "costi per tali soggetti già coperti dal sistema EPR della filiera della plastica da imballaggi" e "la concessione (...) di incentivi «inefficienti», lamentando il "riconoscimento a favore del (solo) Gestore integrato di una parte del beneficio derivante dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi EPR di filiera".

- commercializzazione e valorizzazione delle frazioni differenziate dei rifiuti raccolti – e dai costi comuni (CC_a), di cui agli artt. 8 e 11 dell'MTR-2, nonché dai costi d'uso del capitale (CK_a) di cui all'art. 12 dell'MTR-2;
- scomputare i ricavi conseguenti alle attività di "prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata", ivi incluse quelle di commercializzazione e valorizzazione delle frazioni differenziate dei rifiuti raccolti inerenti alla medesima frazione, dai proventi della vendita di materiale ed energia derivante da rifiuti () e dai ricavi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance* agli obblighi di responsabilità estesa del produttore ($AR_{sc,a}$);
 - recuperare attraverso specifiche componenti di conguaglio, all'uopo introdotte nell'MTR-2, gli oneri (in eccesso eventualmente riconosciuti) e i ricavi (in riduzione eventualmente non scomputati) afferenti o comunque attribuibili alle attività di "prepulizia, preselezione o pretrattamento degli imballaggi plastici provenienti dalla raccolta differenziata", ivi incluse quelle di commercializzazione e valorizzazione delle frazioni differenziate dei rifiuti raccolti inerenti alla medesima frazione, rinvenibili nelle predisposizioni tariffarie relative alle annualità 2022 e 2023;
 - determinare il fattore di *sharing* dei proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai predetti sistemi collettivi di *compliance* (di cui all'art. 3 dell'MTR-2) secondo modalità che ne rafforzino la coerenza con le valutazioni di efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore, ossia facendo riferimento al già richiamato macro-indicatore R1.

Alla luce dell'esigenza di trattare unitariamente tutti i profili rilevanti per l'aggiornamento delle predisposizioni tariffarie 2024-2025 per il servizio integrato, nonché per finalizzare in tempi brevi le regole, i criteri e le modalità operative per consentire ai soggetti coinvolti di procedere tempestivamente al suddetto aggiornamento e, contestualmente, garantire il contraddittorio con gli operatori interessati, l'Autorità ha consentito la presentazione di osservazioni e proposte in ordine alle disposizioni di ottemperanza sopra descritte (entro il termine del 15 settembre 2023).

Con la successiva delibera 10 ottobre 2023, 465/2023/R/rif, l'Autorità ha poi confermato quanto stabilito dalla delibera 389/2023/R/rif in merito all'ottemperanza alla sentenza n. 7196/2023 del Consiglio di Stato, precisando che gli oneri e i ricavi che la disposizione in parola richiede di scomputare – nell'ambito dell'aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie – non sono quelli attribuibili alle attività funzionali a ottenere flussi monomateriali di rifiuti attraverso la separazione delle diverse frazioni raccolte con modalità multimateriale.

Con la delibera 24 ottobre 2023, 487/2023/R/rif, l'Autorità ha poi completato la determinazione dei valori monetari e finanziari (da utilizzarsi per la quantificazione dei costi d'uso del capitale) necessari per le predisposizioni tariffarie 2024-2025, prevedendo di confermare – in sede di prima applicazione e al fine di permettere l'adozione delle determinazioni tariffarie secondo le scadenze stabilite – i valori dei parametri alla base del tasso di remunerazione per le attività di trattamento e per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani individuati dagli artt. 1 e 2 della delibera 22 febbraio 2022, 68/2022/R/rif, fatti salvi eventuali successivi aggiornamenti che tengano conto delle determinazioni in merito all'attivazione del meccanismo di *trigger* di cui all'art. 8 dell'Allegato A alla delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com e s.m.i. (TIWACC).

L'attivazione di detto meccanismo di *trigger* e l'aggiornamento dei valori dei parametri del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (WACC), comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, è stato in effetti disposto dall'Autorità con la delibera 28 novembre 2023, 556/2023/R/com.

Per quanto concerne infine la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento dei rifiuti urbani, il cui impianto generale di cui all'MTR-2 era stato confermato nella delibera 389/2023/R/rif, si precisa che è stato successivamente necessario tenere conto degli effetti delle sentenze del Consiglio di Stato, sezione II, nn. 10548, 10550, 10734, 10775⁸, adottate in materia nel mese di dicembre del 2023. In particolare, con la successiva delibera 23 gennaio 2024, 7/2024/R/rif, di ottemperanza alle richiamate sentenze, l'Autorità ha ritenuto necessario e opportuno, nella riedizione del potere regolatorio tariffario di competenza, tenere conto dell'intervenuta adozione, con il decreto ministeriale 24 giugno 2022, n. 257, del Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR), prevedendo che le regole per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi" trovino applicazione nei confronti degli impianti che siano individuati come tali in coerenza con i criteri indicati nel richiamato Programma. L'Autorità ha quindi previsto che i criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento di cui alla delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, e in particolare al Titolo VI dell'MTR-2, trovino applicazione a decorrere dal 2024, rinviando al successivo periodo regolatorio la disciplina dei criteri per la quantificazione delle componenti perequative ambientali, istituite con la delibera 363/2021/R/rif, e del relativo sistema perequativo, al fine di beneficiare delle informazioni che saranno acquisite con riferimento al primo biennio di applicazione (2024-2025) dei criteri di determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento⁹.

Attraverso la citata delibera 7/2024/R/rif, l'Autorità ha peraltro proceduto all'aggiornamento dei parametri alla base del calcolo dei costi d'uso del capitale di cui al Titolo IV dell'MTR-2.

Aspetti applicativi dell'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025

Il comma 9.2 della delibera 389/2023/R/rif rinvia a una successiva determina del Direttore della Direzione Tariffe e Corrispettivi Ambientali (DTAC) la definizione delle modalità operative per la predisposizione e la trasmissione dei dati e degli atti, redatti secondo schemi tipizzati, che costituiscono l'aggiornamento della proposta tariffaria per gli anni 2024 e 2025.

Con la determina 6 novembre 2023, 1/DTAC/2023, l'Autorità, in primo luogo, ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per il servizio integrato dei rifiuti, ossia il *tool* di calcolo¹⁰ comprensivo dello schema di piano economico-finanziario di aggiornamento tariffario biennale 2024-2025, della relazione di accompagnamento e delle dichiarazioni di veridicità per i gestori di diritto privato e per i gestori di diritto pubblico, nonché le modalità operative per la loro trasmissione tramite apposita procedura informatizzata via web, in un'area *extranet* dedicata.

8 Con le richiamate sentenze la seconda II del Consiglio di Stato ha respinto gli appelli proposti dall'Autorità contro le sentenze di primo grado emesse dal TAR Lombardia, con le quali erano stati accolti i ricorsi di alcuni operatori avverso la delibera 3 agosto 2021, 363/2021/R/rif, e nello specifico avverso le previsioni sugli impianti "minimi", ritenendo che l'Autorità nella definizione dei criteri per l'individuazione di detti impianti abbia "... indirizzato il potere programmatico delle Regioni, avocandosi un potere di direttiva attribuito allo Stato, che il legislatore non ha inteso delegarle ..." e che "Solo dopo l'adozione del Programma nazionale [per la gestione dei rifiuti] - con l'individuazione in quella sede dei criteri per la qualificazione degli impianti come minimi - l'ARERA avrebbe potuto (e dovuto) disciplinare l'ambito tariffario, secondo la competenza che le è attribuita dall'ordinamento".

9 Tale impostazione è stata confermata con successiva delibera 3 marzo 2024, 72/2024/R/rif, adottata anch'essa a valle di un processo di consultazione postuma motivato da esigenze di urgenza di definizione delle regole operative di cui i soggetti interessati devono tenere conto nelle predisposizioni tariffarie per il biennio 2024-2025.

10 Con il comunicato 10 ottobre 2023, l'Autorità ha reso disponibile una versione *preview* del *tool* di calcolo, richiedendo contestualmente l'invio di eventuali contributi e commenti, allo scopo di acquisire elementi utili.

In secondo luogo, l'Autorità ha esplicitato le modalità operative per il monitoraggio del grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata espresso dall'indicatore H_a , comprese le regole per la puntuale riclassificazione delle componenti di ricavo e di costo relative ai rifiuti da imballaggio $AR_{SC_si,a}^{AGG}$ e $CRD_{SC_si,a}^{AGG}$, nonché l'esplicitazione delle modalità semplificate di determinazione di tali variabili nel caso di effettive difficoltà di ricostruzione dei dati necessari.

Inoltre, l'Autorità ha introdotto modalità operative che permettono all'ente territorialmente competente, anche alla luce degli esiti dell'attività di validazione al medesimo richiesta, di valorizzare il recupero del conguaglio riconducibile agli scostamenti tra i costi riconosciuti in sede di prima approvazione della predisposizione tariffaria 2022-2025, con riguardo all'annualità 2023 (annualità per la quale è stato assunto, in sede di prima approvazione, un tasso di inflazione nullo ai sensi del comma 7.5 dell'MTR-2), e quelli riquantificabili considerando il tasso di inflazione pari a $I^{2023} = 4,5\%$, individuato dalla delibera 389/2023/R/rif.

Da ultimo, l'Autorità ha rinviato agli ulteriori chiarimenti e alle precisazioni applicative della disciplina tariffaria del servizio integrato dei rifiuti di cui all'MTR-2 già contenute nella determina 4 novembre 2021, 2/DRIF/2021.

Sistemi di perequazione

Nell'ambito della regolazione tariffaria, con la delibera 386/2023/R/rif, l'Autorità ha istituito, a valere dal 2024, i primi sistemi di perequazione nel settore dei rifiuti urbani.

I sistemi di perequazione consentono la socializzazione di talune tipologie di costo o la compensazione di mancati ricavi come individuati dalla legge e consistono in meccanismi di raccolta di fondi a mezzo di specifiche componenti perequative applicate all'utenza del servizio. Tali fondi sono versati¹¹ alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e, attraverso il meccanismo perequativo delineato, sono redistribuiti ai soggetti che hanno sostenuto i costi/mancati ricavi oggetto di socializzazione.

Il primo sistema perequativo è destinato alla copertura dei costi relativi alla gestione dei rifiuti accidentalmente pescati o volontariamente raccolti – anche attraverso campagne di pulizia – in mare, nei laghi, nei fiumi e nelle lagune, secondo quanto previsto dalla legge "SalvaMare"¹², ritenuti ammissibili a seguito di istanza; tale istanza può essere presentata dai gestori che erogano il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani (ovvero i singoli servizi che lo compongono) o dai soggetti che gestiscono la raccolta all'interno di aree portuali, secondo modalità e tempistiche indicate nella citata delibera, che specifica, fra l'altro, i soggetti coinvolti per la validazione degli importi e per i rapporti con CSEA.

Il secondo sistema perequativo è destinato a compensare i gestori interessati per le eventuali agevolazioni tariffarie riconosciute agli utenti di forniture situate nelle zone colpite da eventi eccezionali e calamitosi. L'utilizzo dei fondi raccolti con tale sistema è regolato con specifiche delibere in attuazione di disposizioni di legge¹³.

11 Le componenti perequative non rientrano nel computo delle entrate tariffarie di riferimento dei gestori per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani.

12 Legge 17 maggio 2022, n. 60, recante "Disposizioni per il recupero dei rifiuti in mare e nelle acque interne e per la promozione dell'economia circolare (legge «SalvaMare»)».

13 Vedasi ad esempio le delibere 19 maggio 2023, 216/2023/R/com, 13 giugno 2023, 267/2023/R/com, e 30 novembre 2023, 565/2023/R/com, con le quali l'Autorità ha adottato provvedimenti d'urgenza a favore delle utenze anche del settore dei rifiuti urbani site in particolar modo in Emilia-Romagna, oltre che in alcuni Comuni delle Marche e della Toscana colpiti dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire da maggio 2023 (in attuazione del decreto legge n. 61/2023).

Più in dettaglio, i sistemi perequativi prevedono l'istituzione presso CSEA dei rispettivi Conto UR₁ e Conto UR₂, alimentati rispettivamente dalle componenti perequative UR₁ e UR₂; tali componenti, inizialmente di valore unitario pari a 0,10 euro/utenza e 1,50 euro/utenza, sono applicate annualmente dai gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti a tutte le utenze attive del servizio di gestione dei rifiuti urbani in aggiunta al corrispettivo dovuto per la TARI o per la tariffa corrispettiva e sono aggiornabili dall'Autorità in funzione del gettito necessario.

Analogamente a quanto avviene negli altri settori regolati, è previsto che il versamento da parte di CSEA ai soggetti beneficiari sia subordinato a talune condizionalità, che prevedono l'iscrizione dei medesimi beneficiari alle anagrafiche dell'Autorità e della CSEA, nonché il rispetto delle disposizioni specifiche indicate per i meccanismi perequativi e la regolarità del gestore nei versamenti a CSEA dei contributi a favore del sistema, ove di competenza.

Le modalità operative in base alle quali i soggetti provvedono alla comunicazione dei dati e delle informazioni, nonché ai versamenti sui menzionati conti, sono state definite da CSEA e oggetto di verifica da parte della Direzione Assetti e Governance Ambientale (DAGO) dell'Autorità, secondo quanto previsto dalla medesima delibera 386/2023/R/rif.

Da ultimo, in tema di trasparenza documentale, l'Autorità ha integrato il Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti (TITR) prevedendo che, a decorrere dal 2024, negli avvisi di pagamento inviati agli utenti finali sia data separata evidenza delle componenti perequative applicate alle singole utenze, specificando le finalità per cui tali componenti sono state istituite, allo scopo anche di sensibilizzare e responsabilizzare i cittadini rispetto alla gestione dei rifiuti dispersi in mare.

Qualità del servizio

Indicatori sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani

Nel corso del 2023 l'Autorità ha proseguito la sua attività di regolazione della qualità dei servizi, intervenendo, in particolare, nell'individuazione di primi standard minimi di qualità dei servizi infrastrutturali per la chiusura del ciclo, in coerenza con quanto previsto dal Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità che ha individuato, tra l'altro, nell'obiettivo "OS14. Promuovere la realizzazione di infrastrutture adeguate alla gestione del ciclo dei rifiuti", una linea di intervento specifica sul tema della qualità dei servizi di trattamento¹⁴, nonché nell'individuazione di indicatori di efficienza della raccolta differenziata. A tale riguardo, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 27 dicembre 2022, 732/2022/R/rif¹⁵, con il documento per la consultazione 214/2023/R/rif¹⁶, per quanto

¹⁴ Obiettivo 14, linea di intervento b) del Quadro Strategico 2022-2025, di cui alla delibera 13 gennaio 2022, 2/2022/A.

¹⁵ Con tale provvedimento è stato rinnovato il procedimento di cui alla delibera 6 settembre 2022, 413/2022/R/rif, relativo alla definizione di standard tecnici e qualitativi per lo svolgimento dell'attività di smaltimento e di recupero, unificandolo con il procedimento di cui alla delibera 3 agosto 2021, 364/2021/R/rif, volto alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari. Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 8 del Volume II della *Relazione Annuale 2023*.

¹⁶ Recante "Orientamenti per la determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari e la definizione degli standard tecnici e qualitativi del recupero e dello smaltimento".

di interesse in questa sede, l'Autorità ha altresì illustrato i propri orientamenti in merito alla definizione degli *standard* tecnici e qualitativi del recupero e dello smaltimento¹⁷.

Più in dettaglio, con la finalità di bilanciare i costi e i benefici attesi della gestione dei rifiuti per la collettività, sono state individuate azioni tese, tra l'altro, a promuovere un miglioramento delle *performance* degli impianti di riciclo – eventualmente in grado di compensare, almeno in parte, una minore qualità della raccolta differenziata – e garantire l'affidabilità del sistema infrastrutturale di recupero e smaltimento, attraverso l'individuazione di standard tecnici e qualitativi. In particolare, l'Autorità ha prospettato l'adozione di un approccio graduale e asimmetrico che tenga conto delle condizioni di partenza e dell'eterogeneità del parco impiantistico disponibile, riconducibile alla necessità di processi diversificati con elevato grado di specializzazione in relazione alla filiera.

In primo luogo, sono stati individuati i profili di maggiore rilievo ai fini dell'ottimizzazione del recupero di materia e dell'incremento dell'affidabilità delle infrastrutture, di seguito elencati:

- la definizione dei requisiti di accesso agli impianti di riciclo, con particolare riferimento ai livelli qualitativi minimi dei rifiuti conferiti, allo scopo di assicurare la produzione di materie prime seconde di buona qualità e la minimizzazione degli scarti;
- l'adeguamento e il rinnovamento tecnologico degli impianti, migliorando i rendimenti di recupero di materia;
- la corretta gestione degli scarti delle attività di trattamento, in linea con la gerarchia dei rifiuti, al fine di stimolare l'avvio a riciclo e/o a recupero di energia degli stessi, riducendo, ove possibile, il ricorso allo smaltimento;
- la continuità del servizio di trattamento, limitando in tal modo il rischio di interruzione del servizio di raccolta e di saturazione della capacità di stoccaggio, al fine di evitare la contaminazione del materiale conferito e, conseguentemente, il peggioramento della qualità;
- la gestione dei rapporti tra gestore dell'impianto e utente conferitore, focalizzando, in via prioritaria, l'intervento regolatorio sulla disciplina dei reclami, delle richieste scritte di informazione e di rettifica di fatturazione;
- la trasparenza e la diffusione della conoscenza della *performance* degli impianti, al fine di superare eventuali barriere informative, nonché promuovere la competitività tra i diversi operatori.

Per i profili sopra riportati, è stata prospettata l'adozione di indicatori di qualità e relativi standard, eventualmente differenziati in relazione alla filiera e tenuto conto dell'eterogeneità delle situazioni di partenza, nonché connessi obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità. Inoltre, è stata altresì ipotizzata l'introduzione di contenuti informativi minimi sui siti internet dei gestori degli impianti di trattamento.

Il processo di consultazione – nell'ambito del quale sono stati svolti specifici incontri tecnici con gli *stakeholder*, anche con sedute dedicate del sopra richiamato Tavolo tecnico permanente con regioni e autonomie locali – si è concluso con l'approvazione della delibera 387/2023/R/rif, e del relativo Allegato A, con cui l'Autorità, confermando l'impostazione generale illustrata nel documento per la consultazione 214/2023/R/rif, ha introdotto, a partire dal 1° gennaio 2024, obblighi di monitoraggio e trasparenza sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani. A tal fine, è stato adottato un primo set di indicatori che consenta a ETC e a gestori di monitorare, da una parte, le rese quantitative e qualitative della raccolta differenziata – anche al fine di costruire un collegamento con l'efficienza delle successive attività di riciclaggio del materiale –, dall'altra, l'affidabilità e le *performance* dell'infrastruttura esistente.

¹⁷ Per quanto riguarda gli sviluppi sugli orientamenti del citato documento di consultazione relativi alla determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata, si rimanda al paragrafo precedente del presente Volume, dedicato all'aggiornamento biennale del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2) per gli anni 2024-2025.

Più in dettaglio, il citato set di indicatori è stato suddiviso nelle seguenti categorie:

- a) efficienza e qualità della raccolta differenziata, che identifica l'efficacia dell'attività di raccolta e trasporto nella massimizzazione dei quantitativi da avviare a riciclo e dei ricavi derivanti dalla valorizzazione del materiale, al fine di tenere conto, come peraltro confermato nell'ambito della consultazione, della forte interrelazione presente tra l'attività di raccolta e trasporto e quella di trattamento, ai fini dell'ottimizzazione del recupero di materia. Gli indicatori sono differenziati tra frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore – che generano ricavi in funzione della qualità del materiale conferito – e frazione organica – cui non corrisponde una valorizzazione del materiale. In tale ambito, è stato introdotto il macro-indicatore R1 "Efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore", calcolato come prodotto tra l'indicatore inerente all'efficienza della raccolta differenziata e quello sulla relativa qualità, che sarà oggetto di misure di coordinamento con le disposizioni di aggiornamento biennale del metodo tariffario rifiuti, secondo le regole introdotte nella delibera 389/2023/R/rif, come illustrate nel precedente paragrafo;
- b) efficienza nella gestione degli scarti, che identifica l'incidenza degli scarti prodotti dai processi di trattamento e le relative modalità di gestione, anche al fine di verificare come la disponibilità impiantistica a livello locale possa influire sul rispetto della gerarchia dei rifiuti;
- c) continuità del servizio, finalizzata a verificare l'affidabilità del sistema infrastrutturale, attraverso il monitoraggio del numero e della durata delle interruzioni;
- d) qualità commerciale della filiera, che identifica le modalità di gestione del rapporto con l'utente conferitore, con particolare riferimento ai reclami, alle richieste scritte di informazioni e di rettifica di fatturazione.

Gli obblighi di monitoraggio, che si sostanziano in obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità – funzionali allo sviluppo della citata infrastruttura immateriale di dati –, sono posti in capo:

- a) all'ente territorialmente competente, per i dati inerenti agli indicatori sull'efficienza e sulla qualità della raccolta differenziata; a tal fine, il gestore della raccolta e trasporto trasmette all'ente territorialmente competente i dati necessari al calcolo di tali indicatori;
- b) ai gestori degli impianti di trattamento, per i dati inerenti agli indicatori sull'efficienza nella gestione degli scarti, sulla continuità del servizio e sulla qualità commerciale della filiera, ciascuno per le parti di propria competenza, rilevati e comunicati separatamente per ogni impianto.

Con la citata delibera 387/2023/R/rif sono stati previsti anche obblighi di trasparenza, a carico dei gestori degli impianti di trattamento interessati, i quali dovranno predisporre e mantenere aggiornata un'apposita sezione del proprio sito internet con contenuti informativi minimi inerenti, tra l'altro, alle condizioni economiche per l'accesso all'impianto, agli orari di apertura, ai recapiti telefonici e di posta elettronica per l'invio di reclami, richieste di informazioni e di rettifica di fatturazione, alle *performance* effettivamente conseguite dall'impianto con riferimento agli indicatori adottati e agli interventi non programmati che comportino un'interruzione del servizio.

L'Autorità, al fine di definire una regolazione in materia che tenga conto delle diverse condizioni di partenza e del differente livello di sviluppo tecnologico nell'ambito della stessa filiera – anche alla luce della carenza di informazioni e dati per il calcolo degli indicatori, nonché per la fissazione dei relativi standard – ha ritenuto di:

- implementare un'infrastruttura immateriale di dati sulle *performance* effettive dei gestori della raccolta e trasporto e dei gestori degli impianti di trattamento, sulla cui base individuare gli standard da associare al citato set di indicatori;

- rinviare a successivo provvedimento la determinazione di eventuali obiettivi di mantenimento e di miglioramento, che saranno definiti anche in esito alle evidenze desumibili dall'attività di monitoraggio.

La tavola 8.3 fornisce una rappresentazione sintetica dei soggetti interessati dagli obblighi di monitoraggio e di trasparenza di cui alla delibera 387/2023/R/rif.

TAV. 8.3 *Applicazione degli obblighi di monitoraggio e di trasparenza sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani*

	EFFICIENZA E QUALITÀ DELLA RACCOLTA DIFFERENZIATA (TITOLO II)	EFFICIENZA DI GESTIONE DEGLI SCARTI (TITOLO III)	CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI TRATTAMENTO (TITOLO IV)	QUALITÀ COMMERCIALE DELLA FILIERA (TITOLO V)	OBBLIGHI DI TRASPARENZA (TITOLO VI)
GESTORE DELLA RACCOLTA E TRASPORTO	Da applicare	-	-	-	-
GESTORE DELL'IMPIANTO DI COMPOSTAGGIO, DIGESTIONE ANAEROBICA, IVI INCLUSO QUELLO MISTO	Da applicare Articolo 7	Da applicare	Da applicare	Da applicare	Da applicare
GESTORE DELL'IMPIANTO DI INCENERIMENTO CON E SENZA RECUPERO DI ENERGIA	-	Da applicare	Da applicare	Da applicare	Da applicare
GESTORE DELL'IMPIANTO DI TRATTAMENTO MECCANICO/ MECCANICO BIOLOGICO	-	-	Da applicare	Da applicare	Da applicare
GESTORE DELLA DISCARICA	-	-	Da applicare	Da applicare	Da applicare

Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori

Schema tipo di contratto di servizio

Nel corso del 2023, l'Autorità ha completato il procedimento volto a definire, anche nel settore di gestione dei rifiuti urbani, un quadro uniforme per la predisposizione dei contratti di servizio, nel rispetto di quanto previsto nel Quadro strategico 2022-2025 all'O.S.19 "Definire regole uniformi e schemi-tipo per migliorare la qualità del ser-

vizio di gestione dei rifiuti¹⁸. In particolare, con il documento per la consultazione 13 giugno 2023, 262/2023/R/rif, che segue il documento per la consultazione 29 novembre 2022, 643/2022/R/rif, relativo all'impostazione e ai criteri generali per la definizione dello schema tipo di contratto di servizio, sono stati illustrati gli orientamenti finali per la regolazione del citato schema tipo ed è stato posto altresì in consultazione uno schema di articolato.

Gli interventi regolatori prospettati, i cui principali contenuti sono stati approfonditi anche nell'ambito del Tavolo tecnico con regioni e autonomie con il coinvolgimento delle associazioni maggiormente rappresentative degli enti di governo dell'ambito, hanno pertanto proposto l'introduzione di uno schema imperniato sul modello di gestione integrata e strutturato secondo un approccio modulare applicabile, con gli opportuni adattamenti, anche agli affidamenti di singole fasi del servizio, in coerenza con i contenuti obbligatori previsti dall'art. 203 del decreto legislativo n. 152/2006 e strutturato in modo da dare esplicita evidenza agli obblighi discendenti dalle disposizioni regolatorie *pro tempore* vigenti.

Con la delibera 385/2023/R/rif l'Autorità ha quindi approvato lo schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani, delineando un quadro di riferimento uniforme per la predisposizione dei contratti di servizio. Lo schema tipo rappresenta un fondamentale elemento di completamento del nuovo sistema di regole introdotto dall'Autorità nel settore dei rifiuti urbani ed è caratterizzato da contenuti minimi essenziali, con particolare riferimento ai seguenti aspetti:

- disposizioni generali, concernenti – oltre alle definizioni da richiamare nei contratti – l'oggetto, la forma di gestione del servizio scelta, il perimetro delle attività affidate e la durata del contratto;
- corrispettivo del gestore ed equilibrio economico-finanziario, con particolare riguardo a una specifica disciplina dell'istanza di riequilibrio economico-finanziario, alle misure per il mantenimento del predetto equilibrio, al procedimento per la determinazione e approvazione delle misure di riequilibrio; in tale sezione è stata inoltre prospettata l'indicazione degli elementi caratterizzanti il Piano economico-finanziario di affidamento (PEFA) e l'esplicitazione della procedura generale di aggiornamento dello stesso nel rispetto dei criteri e dei termini stabiliti dall'Autorità;
- qualità e trasparenza del servizio, anche con riferimento all'esplicitazione di eventuali standard e livelli qualitativi migliorativi (o ulteriori) rispetto alla regolazione fissata dall'Autorità;
- ulteriori obblighi tra le parti, precisando quelli ascrivibili all'ente territorialmente competente e quelli riconducibili al gestore;
- disciplina dei controlli, finalizzata alla verifica del corretto svolgimento delle prestazioni affidate da parte dell'ente territoriale competente;
- penali e sanzioni applicabili in caso di inosservanza delle disposizioni previste nel contratto, ovvero di ritardo nell'esecuzione delle prestazioni contrattuali;
- cessazione e subentro, declinando la procedura di subentro nelle gestioni e le modalità di corresponsione del valore di rimborso al gestore uscente;
- disposizioni finali, afferenti in particolare all'obbligo di prestazione di garanzie e di sottoscrizione di polizze assicurative, all'esplicitazione delle modalità di aggiornamento del contratto e all'indicazione degli allegati.

Lo schema di contratto tipo *de quo*, pertanto, fissa i citati contenuti minimi essenziali obbligatoriamente richiesti dalla normativa vigente, ferma restando l'autonomia contrattuale delle parti nel disciplinare contenuti ulteriori,

¹⁸ Il procedimento in parola era stato avviato con la delibera 6 ottobre 2020, 362/2020/R/rif, per ottemperare a quanto disposto dall'art. 1, comma 527, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 che espressamente, alla lettera e), attribuisce all'Autorità, tra le altre, la competenza in materia di "definizione di schemi tipo dei contratti di servizio di cui all'articolo 203 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152".

nel rispetto della normativa vigente e dei provvedimenti di regolazione dell’Autorità. Con la medesima delibera è, altresì, previsto l’adeguamento obbligatorio dei contratti in essere allo schema tipo, in forza dell’efficacia retrointegrativa dei contratti che disciplinano la gestione del ciclo dei rifiuti urbani riconosciuta ai provvedimenti di regolazione dell’Autorità. Nello specifico, i contratti di servizio in essere dovranno essere resi conformi allo schema tipo e trasmessi all’Autorità dagli enti territorialmente competenti entro trenta giorni dall’adozione delle pertinenti determinazioni di aggiornamento tariffario biennale 2024-2025, ovvero dal termine stabilito dalla normativa statale di riferimento per l’approvazione della TARI riferita all’anno 2024.

Schema tipo di bando di gara

In forza delle nuove funzioni attribuite dal decreto legislativo n. 201/2022¹⁹ l’Autorità, con la delibera 14 febbraio 2023, 50/2023/R/rif, ha avviato il procedimento per la definizione dello schema tipo di bando di gara per l’affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, prevedendo che siano, tra l’altro, disciplinati i criteri per la determinazione dell’importo a base di gara e per la formulazione e la valutazione delle offerte (economiche e tecniche), affinché le stesse siano coerenti con le previsioni regolatorie in materia tariffaria e di qualità.

Con il documento per la consultazione 7 novembre 2023, 514/2023/R/rif, l’Autorità ha dunque illustrato gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti che intende seguire per la definizione dello schema tipo di bando di gara, imperniato sul modello di gestione integrata, applicabile, con gli opportuni adattamenti, agli affidamenti di singole fasi del servizio e al partenariato pubblico-privato istituzionale, limitatamente agli aspetti concernenti la selezione del soggetto privato. Gli orientamenti in merito ai contenuti dello schema di bando di gara attengono ai profili di seguito indicati:

- oggetto della gara, al fine di individuare in modo puntuale il perimetro delle attività, in coerenza con le definizioni del perimetro gestionale adottate nel metodo tariffario;
- condizioni di partecipazione, introducendo specifici requisiti di capacità economico-finanziaria e tecnica riconducibili a profili sviluppati nell’ambito della pertinente regolazione settoriale;
- importo a base di gara, esplicitando, in ragione della regolazione tariffaria *pro tempore* vigente, i criteri per la valorizzazione del valore dell’affidamento da porre a base di gara;
- ambito d’affidamento, esplicitando la necessità di coniugare norme di tutela e di monitoraggio, che sostengono forme di razionalizzazione e di accorpamento, con i principi fondamentali di apertura dei mercati alla concorrenza;
- criteri di aggiudicazione/valutazione delle offerte, introducendo criteri volti a valorizzare, in coerenza con la regolazione di settore, sia la componente tecnica (legata a obiettivi di miglioramento degli aspetti qualitativi e ambientali del servizio), sia la componente economica (sulla base dei target fissati), proponendo una specifica successione di stadi per il procedimento di aggiudicazione;
- elementi di trasparenza per la concorrenza, al fine di ridurre il *gap* informativo in capo al gestore entrante, esplicitando i principali elementi che connotano il servizio messo a gara, con riferimento agli oneri a carico del gestore entrante, alla consistenza e allo stato dei beni strumentali funzionali allo svolgimento del servizio messo a gara e alle garanzie da prestare in base alle disposizioni di legge.

¹⁹ Il citato decreto legislativo ha previsto, all’art. 7, commi 2 e 3, che le Autorità di regolazione “[...] predispongano schemi di bandi di gara e schemi di contratti tipo secondo quanto disposto dalle discipline di settore” e rendano, su richiesta degli enti locali o degli enti di governo dell’ambito, “un parere circa i profili economici e concorrenziali relativi alla suddivisione in lotti degli affidamenti”.



CAPITOLO

9



MERCATI *RETAIL*

INTERSETTORIALE

Servizi di tutela e di ultima istanza

Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007 (di seguito: legge n. 125/2007), ha istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato originariamente ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non scelgono un venditore nel mercato libero. A tali clienti, il servizio di maggior tutela assicura, da un lato, la continuità della fornitura (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli; detta disciplina di prezzo ha carattere transitorio e, in forza della legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge concorrenza o legge n. 124/2017), come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6 (di seguito: decreto legge n. 176/2022), è stata superata a partire dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e dal 1° gennaio 2023 per le microimprese¹.

Il decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito con legge 29 dicembre 2021, n. 233 (di seguito: decreto legge n. 152/2021) aveva originariamente previsto un periodo interinale di un anno (a partire da gennaio 2023) funzionale allo svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali, da concludersi entro il 10 gennaio 2024. Tale termine è stato poi differito al 6 febbraio 2024, in esito alla pubblicazione del successivo decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con legge 2 febbraio 2024, n. 2 (di seguito: decreto legge 181/2023) che ha fissato la data del 10 gennaio 2024 quale scadenza (non anticipabile) per la presentazione delle offerte da parte degli operatori partecipanti alle predette procedure concorsuali.

Nelle more del completamento di detto processo, il richiamato decreto legge 152/2021 ha stabilito che i clienti continuino a essere riforniti in maggior tutela secondo gli indirizzi definiti con decreto dell'allora Ministro della transizione energetica, adesso Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (di seguito: MASE).

Inoltre, il decreto del MASE del 17 maggio 2023 recante le misure per l'ingresso consapevole dei clienti domestici nel mercato libero, ha disposto, *"al fine di garantire condizioni concorrenziali e pluralità di offerte"*, la necessità di *"introdurre meccanismi di gradualità nella transizione al mercato libero"*, prevedendo a tal fine che i clienti domestici non vulnerabili che, alla data della rimozione del servizio di maggior tutela, non abbiano stipulato un contratto per la fornitura dell'energia elettrica sul mercato libero, siano assegnati al servizio a tutele graduali disciplinato dall'Autorità.

Con riferimento ai clienti classificati come vulnerabili, il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo 210/2021), come successivamente modificato dal decreto legge 181/2023, ha disposto che, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, questi abbiano diritto a essere riforniti di energia elettrica, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, secondo le condizioni disciplinate dall'Autorità e a un prezzo che riflette il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializ-

¹ Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 2019/944 rientrano in questa categoria le imprese aventi al massimo 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

zazione del servizio medesimo, determinati sulla base di criteri di mercato. I relativi esercenti dovranno essere selezionati tramite apposite procedure concorsuali disciplinate dall’Autorità.

Nelle more dell’adozione delle predette misure a favore dei clienti vulnerabili di cui al decreto legislativo 210/2021, il decreto legge 152/2021 ha prorogato transitoriamente il servizio di maggior tutela anche per questi clienti.

I clienti non domestici che si trovano senza un fornitore nel mercato libero sono riforniti, ai sensi della legge n. 124/2017, rispettivamente nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese qualora siano piccole imprese titolari di punti connessi in bassa tensione ovvero microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW connesso in bassa tensione, nel servizio a tutele graduali per le microimprese qualora siano microimprese titolari solamente di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW connessi in bassa tensione, e nei restanti casi nel servizio di salvaguardia.

A partire da luglio 2024 anche i clienti domestici non vulnerabili per cui sarà cessato il servizio di maggior tutela saranno riforniti nel servizio a tutele graduali loro destinato qualora non risultino titolari di un contratto nel libero mercato.

Tali servizi di ultima istanza sono finalizzati a garantire la sola continuità della fornitura e sono erogati da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche – costi di approvvigionamento e commercializzazione

Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio di maggior tutela da parte dell’Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea².

Nell’ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dal 1° gennaio 2017³, le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere sempre più coerenti le caratteristiche del servizio di maggior tutela a quelle di servizio universale. Nello specifico:

- il costo di acquisto dell’energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) è determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all’ingrosso dell’energia elettrica;
- è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell’energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l’approvvigionamento dell’energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale.

² Sentenza della Corte di giustizia europea, Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

³ In applicazione della delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/ee.

La quantificazione è poi effettuata, come in passato, tenendo conto del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La quantificazione del recupero prevede che la stima dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi *PE* e *PD*.

In base a quanto previsto dal Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), l'Autorità ha quindi provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo la metodologia sopra richiamata:

- per il trimestre gennaio-marzo 2023, con la delibera 29 dicembre 2022, 743/2022/R/eel;
- per il trimestre aprile-giugno 2023, con la delibera 30 marzo 2023, 135/2023/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2023, con la delibera 28 giugno 2022, 302/2023/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2023, con la delibera 28 settembre 2022, 427/2023/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I della presente *Relazione Annuale*.

Con riferimento ai costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 30 marzo 2023, 136/2023/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza 1° aprile 2023, i valori:

- della componente RCV per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- del corrispettivo PCV pagato dai clienti finali in maggior tutela e commisurato ai costi di commercializzazione sostenuti da un operatore efficiente del mercato libero;
- della componente $DISP_{BT}$, a restituzione del differenziale tra quanto complessivamente pagato a titolo di corrispettivo PCV e quanto riconosciuto agli esercenti mediante le componenti RCV. Tale componente è di norma soggetta ad aggiornamento all'inizio dell'anno, ma può subire successive modifiche, in occasione degli aggiornamenti trimestrali delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela.

A seguito dell'avvio dell'erogazione del servizio a tutele gradualmente per le piccole imprese da parte dei soggetti selezionati a mezzo di procedura concorsuale a partire dal mese di luglio 2021 e dell'analogo servizio per le microimprese a partire dal mese di aprile 2023 la determinazione dei predetti corrispettivi ha riguardato i soli clienti domestici.

Al netto di quanto sopra richiamato, l'Autorità ha sostanzialmente confermato le modalità di definizione della componente RCV già previste, per l'anno 2022, dalla delibera 30 marzo 2022, 146/2022/R/eel, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, è stata confermata la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, al fine di rispecchiare le differenziazioni di costo unitario dei diversi esercenti, ascrivibili alla potenziale presenza di economie di scala presumibilmente connesse con l'ottimizzazione sia dei costi fissi sia della gestione dei processi (indicato come effetto dimensione). In particolare, è stata confermata l'applicazione di tre

distinte componenti: la componente RCV da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Trova altresì conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud), dipendente dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati sul territorio nazionale. In relazione alla quantificazione dei livelli delle singole componenti:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica, determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; nello specifico, il livello del tasso è risultato pari a:
 - 0,28% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
 - 0,77% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
- per gli altri costi operativi, sono stati presi a riferimento i valori di costo 2021, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche ed escludendo i costi relativi al *marketing* e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un esercente deve far fronte nell'ambito dell'erogazione del servizio, ed è stata utilizzata la metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 23 dicembre 2021, 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato tenendo conto del fatto che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,2%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, trovano conferma i meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente RCV, atti alla copertura di costi di morosità non inclusi nella definizione della suddetta componente e applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi. Si tratta in particolare del meccanismo di riconoscimento per la compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti e del meccanismo di compensazione dei costi di morosità sopportati dagli esercenti la maggior tutela di minori dimensioni rispetto all'operatore dominante, per il quale il livello di costo sostenuto risente anche dell'efficiamento connesso alla propria dimensione aziendale. In aggiunta a tali meccanismi sono stati confermati il meccanismo uscita clienti, atto a compensare la mancata copertura di eventuali costi fissi, che potrebbero di norma manifestarsi nell'ipotesi di un'uscita dei clienti dal servizio di maggior tutela superiore ai livelli fisiologici, già considerati dall'Autorità nell'ambito dell'aggiornamento annuale delle componenti RCV, e il meccanismo finalizzato a incentivare la diffusione della bolletta elettronica. In merito a tali meccanismi, la delibera 136/2023/R/eel ne ha determinato i parametri e le modalità applicative per l'anno 2022.

La delibera 136/2023/R/eel ha altresì aggiornato il corrispettivo PCV; i livelli fissati a decorrere dal 1° aprile 2023, applicati ai soli clienti domestici, sono stati definiti considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, un livello di *unpaid ratio* riconosciuto definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione, rilevato dai venditori sul mercato libero e considerando il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari all'1,02%;
- per gli altri costi operativi, i valori di costo dell'anno 2021, desumibili dai conti annuali separati inviati dagli operatori ai sensi della normativa *unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di *marketing* e acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 50 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita in linea con quanto richiamato con riferimento alla componente RCV; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari al 6,6%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$, la delibera 136/2023/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° aprile 2023 mantenendo la struttura già vigente costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno) applicata ai soli clienti domestici.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità. Per la selezione degli attuali esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2023/2024, l'Autorità, con la delibera 27 settembre 2022, 454/2022/R/eel, ha sostanzialmente confermato la disciplina del servizio, con riferimento alla configurazione delle aree territoriali, alle informazioni pre-gara da mettere a disposizione degli esercenti che partecipano alle procedure, alle modalità e tempistiche di svolgimento delle procedure concorsuali.

Il 25 novembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.1 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio prescelto e il valore del parametro Ω che, sommato al valore del Prezzo unico nazionale (PUN), contribuisce alla determinazione del prezzo relativo alla componente di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del servizio di salvaguardia di ciascuna area territoriale.

TAV. 9.1 Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	VALORE DEL PARAMETRO Ω (€/MWH)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige	A2A Energia Spa	29,97
Lombardia	A2A Energia Spa	15,90
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	A2A Energia Spa	24,97
Toscana, Marche, Sardegna	A2A Energia Spa	21,95
Lazio	Enel Energia Spa	83,91
Campania, Abruzzo, Umbria	Hera Comm Spa	97,80
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia Spa	179,94
Calabria	Hera Comm Spa	123,34
Sicilia	Enel Energia Spa	202,41

Fonte: ARERA.

Con il decreto 21 ottobre 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha previsto l'adozione di un meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia per il mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (cosiddetto meccanismo di reintegrazione salvaguardia). In particolare, il provvedimento ha stabilito che l'Autorità deve definire le modalità di attuazione delle procedure di recupero e di gestione del credito che gli esercenti la salvaguardia sono tenuti a implementare per accedere al meccanismo. Il meccanismo di reintegrazione salvaguardia prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità in base al livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine di mantenere sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ha stabilito che essi siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, il cosiddetto corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia (di seguito: corrispettivo di reintegrazione), di cui all'art. 25-*bis* del Testo integrato delle disposizioni in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (TIS)⁴, applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale aspetto, l'Autorità ha da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia e quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero. I criteri e le modalità applicative del meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili in essere per il periodo di esercizio della salvaguardia 2021-2022 è disciplinato dalla delibera 28 settembre 2018, 485/2018/R/eel. Con riferimento a tale esercizio, la delibera 21 novembre 2023, 539/2023/R/eel, coerentemente con le modalità già individuate dalla delibera 485/2018/R/eel, ha quantificato i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare di reintegrazione del 2021. Per il meccanismo da applicare al periodo di esercizio della salvaguardia 2023-2024, la delibera 454/2022/R/eel, ha confermato tali criteri e modalità applicative. Ha inoltre apportato alcune modifiche al meccanismo, con esclusivo riferimento a detto periodo, al fine di limitare le criticità che i partecipanti alle procedure concorsuali di assegnazione del servizio avrebbero potuto sperimentare nel quantificare correttamente l'offerta a causa delle incertezze sulla durata e sull'evolversi del contesto di prezzi

⁴ Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 4 agosto 2009, ARG/elt 107/09.

elevati in cui si sono svolte le procedure concorsuali, mantenendo comunque un forte incentivo alla prosecuzione delle azioni di recupero crediti anche dopo il riconoscimento degli oneri.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/2017

In attuazione delle disposizioni della legge n. 124/2017, l'Autorità ha adottato la delibera 24 novembre 2020, 491/2020/R/eel con la quale ha disciplinato il servizio a tutele graduali, rivolto alle piccole imprese ed alle microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW, che a partire dal 1° gennaio 2021 non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato.

In dettaglio, la delibera 491/2020/R/eel ha previsto che, in ossequio al quadro legislativo vigente, il servizio a tutele graduali fosse effettuato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara; tuttavia, in ragione delle tempistiche necessarie all'organizzazione di tali gare, è stato istituito un periodo di erogazione provvisoria del servizio per il periodo 1° gennaio 2021-30 giugno 2021 all'interno del quale la fornitura è stata erogata dagli esercenti la maggior tutela a condizioni economiche definite dall'Autorità che prevedono, tra l'altro, l'applicazione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso. Successivamente, a partire dal 1° luglio 2021, l'erogazione del servizio a tutele graduali è avvenuta ad opera degli assegnatari del servizio in esito alle gare. A tal fine, la delibera 491/2020/R/eel ha:

- individuato nove aree territoriali per l'assegnazione del servizio;
- identificato i dati che sono stati messi a disposizione dei partecipanti alle gare al fine di fornire informazioni utili per la formulazione della propria offerta, oltre che i relativi tempi di messa a disposizione;
- stabilito le tempistiche per lo svolgimento delle procedure di gara e i criteri di selezione degli esercenti;
- determinato i requisiti che gli operatori che partecipano alle gare devono dimostrare di possedere, nonché le garanzie da corrispondere;
- stabilito le cause di decadenza dall'incarico e le modalità di erogazione del servizio a tutele graduali in tali circostanze;
- definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio; con riguardo a queste ultime, oltre alla previsione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso, è stata prevista l'applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale; a tal fine è stato introdotto un meccanismo di compensazione tra gli esercenti il servizio atto a riconoscere a ciascuno di loro l'effettivo valore della propria offerta economica così come risultante dagli esiti di gara rispetto a quanto ottenibile dall'applicazione del predetto prezzo territorialmente indifferenziato;
- individuato, in maniera analoga al servizio di salvaguardia rivolto ai clienti di maggiori dimensioni, meccanismi di reintegrazione degli esercenti relativi agli oneri non recuperabili della morosità connessi ai clienti non disalimentabili e ai casi di attivazione del servizio a seguito di fallimento del venditore/utente del dispacciamento del mercato libero;
- fissato la durata del periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (intercorrente dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

La delibera 491/2020/R/eel ha previsto l'adozione di uno specifico meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati da clienti non disalimentabili nell'ambito del servizio a tutele graduali (cosiddetto meccanismo di reintegrazione tutele gradual). Ne definisce inoltre i criteri e le modalità incentivanti ad una efficiente

gestione del credito da parte degli esercenti coerentemente con l'analogo meccanismo di reintegrazione salvaguardia. Pertanto, anche il meccanismo di reintegrazione tutele graduali prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità a seconda del livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata. In tal modo il meccanismo mantiene sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. Inoltre, la delibera 16 febbraio 2021, 53/2021/R/eel ha stabilito che la copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione tutele graduali sia posta a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, di cui all'art. 25-ter del TIS, da valorizzare con successivo provvedimento.

Servizio a tutele graduali per le micro-imprese – legge n. 124/2017

La delibera 10 maggio 2022, 208/2022/R/eel (di seguito: delibera 208/2022/R/eel) ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese rivolto ai clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, a partire dalla regolazione dell'omologo servizio destinato alle piccole imprese, ancorché con alcune distinzioni motivate dalle diverse caratteristiche (sia dimensionali che in termini di numerosità della platea) che connotano le microimprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la citata delibera 208/2022/R/eel ha previsto l'applicazione ai clienti ivi riforniti di condizioni contrattuali analoghe a quelle delle offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN ex post). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Con riferimento alle modalità di assegnazione del servizio, è stato previsto:

- l'affidamento ad Acquirente unico del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a 12;
- l'ammissione alle procedure degli operatori rispettosi di requisiti (a) di solidità economico finanziaria, (b) gestionali e (c) di natura operativa, definiti dall'Autorità;
- un'asta iterativa ascendente simultanea la quale è reiterata fino a quando per due turni successivi non ci sia al massimo un offerente per tutte le aree territoriali ovvero al raggiungimento del numero massimo di turni di gara fissati nel regolamento di gara;
- l'applicazione di un tetto massimo al prezzo ammesso in sede di gara non rivelato anticipatamente ai partecipanti prima delle procedure concorsuali;
- un limite massimo alle aree aggiudicabili da un singolo operatore, pari a quattro, ossia, al 35% delle aree totali di erogazione del servizio;
- il ricorso a un'asta di riparazione (a turno unico) aperta a tutti i partecipanti alle procedure concorsuali che hanno formulato un'offerta economica per permettere l'assegnazione di aree per cui le aste siano andate deserte;

- l'assegnazione del servizio agli aggiudicatari per un periodo di quattro anni (intercorrente dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027).

Il 16 dicembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.2 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.2 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione*

AREE TERRITORIALI	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
1. Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm	-20
2. Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio-Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia	-13
3. Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2a energia	15
4. Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia	-3
5. Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia	-9
6. Liguria, Biella, Cuneo, Torino	agsm aim energia	9
7. Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	illumia	13
8. Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2a energia	25
9. Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie	53
10. Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2a energia	105
11. Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia	75
12. Sicilia	A2a energia	53

Fonte: AREGA

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili – legge n. 124/2017

La delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel (di seguito: delibera 362/2023/R/eel) ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, ricalcando per molti aspetti la disciplina dell'omologo servizio destinato alle microimprese, anche in considerazione delle similarità dei clienti domestici (sotto il profilo dei livelli di consumo individuali e di consapevolezza sul funzionamento del mercato) con tale tipologia di imprese, ancorché con alcune differenze riferite principalmente al disegno d'asta e a taluni requisiti di partecipazione, in ragione del numero di punti di prelievo, oggetto delle procedure concorsuali, di gran lunga più elevato rispetto a quello delle microimprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la citata delibera 362/2023/R/eel ha previsto l'applicazione ai clienti ivi riforniti di condizioni contrattuali analoghe a quelle delle offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN *ex post*). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo, espressa in euro/POD/anno, definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Con riferimento alle modalità di assegnazione del servizio, è stato previsto:

- l'affidamento ad Acquirente unico del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a 26;
- l'ammissione alle procedure degli operatori rispettosi di requisiti (a) di solidità economico finanziaria, (b) gestionali e (c) di natura operativa, definiti dall'Autorità;
- un'asta a turno unico, in busta chiusa, simultanea per tutte le aree, nell'ambito della quale ciascun operatore dichiara il numero massimo di aree territoriali che si impegna a servire in caso di aggiudicazione;
- l'applicazione di un tetto massimo al prezzo ammesso in sede di gara non rivelato anticipatamente ai partecipanti prima delle procedure concorsuali;
- un limite massimo alle aree aggiudicabili da un singolo operatore, pari a quattro, ossia, al 30% delle aree totali di erogazione del servizio;
- il ricorso a un'asta di riparazione (a turno unico) aperta a tutti i partecipanti alle procedure concorsuali che hanno formulato un'offerta economica per permettere l'assegnazione di aree per cui le aste siano andate deserte;
- l'assegnazione del servizio agli aggiudicatari per un periodo intercorrente dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027.

Il 6 febbraio 2024 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.3 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.3 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele gradualì per i clienti domestici non vulnerabili e valore del prezzo di aggiudicazione*

N.	AREA	PROVINCE	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
1	Nord1	Aosta, Biella, Milano provincia, Verbania, Vercelli	Enel Energia	-89
2	Nord2	Parma, Piacenza, Torino provincia	Enel Energia	-76
3	Nord3	Como, Torino comune, Varese	Illumia	-45
4	Nord4	Imperia, Lecco, Monza-Brianza, Savona	E. On	-48
5	Nord5	Brescia, Milano comune	Enel Energia	-83
6	Nord6	Cremona, Genova, La Spezia, Lodi, Lucca, Massa-Carrara	Hera Comm	-65
7	Nord7	Alessandria, Asti, Cuneo, Novara, Pavia	Hera Comm	-61
8	Nord8	Bergamo, Sondrio, Udine	Hera Comm	-81
9	Nord9	Belluno, Gorizia, Pordenone, Treviso, Trieste	Enel Energia	-73

(segue)

N.	AREA	PROVINCE	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
10	Nord10	Bolzano, Trento, Vicenza	Enel Energia	-47
11	Nord11	Mantova, Modena, Reggio-Emilia, Verona	Enel Energia	-97
12	Nord12	Ancona, Padova, Pesaro-Urbino, Venezia	Hera Comm	-91
13	Centro1	Ascoli-Piceno, Bologna, Fermo, Ferrara, Macerata, Rovigo	Hera Comm	-111
14	Centro2	Firenze, Roma provincia	Illumia	-65
15	Centro3	Arezzo, Caserta, Perugia, Rieti, Terni, Viterbo	Hera Comm	-21
16	Centro4	Roma comune	Enel Energia	-28
17	Sud1	Napoli provincia, Nuoro, Sassari	Illumia	20
18	Sud2	Cagliari, Napoli comune, Oristano, Sud Sardegna	A2a Energia	29
19	Sud3	Avellino, Benevento, Grosseto, Livorno, Pisa, Pistoia, Prato, Siena	Edison Energia	-200
20	Sud4	Chieti, Forlì-Cesena, L'Aquila, Pescara, Ravenna, Rimini, Teramo	Hera Comm	-73
21	Sud5	Bari, Frosinone, Latina	Edison Energia	-192
22	Sud6	Brindisi, Matera, Potenza, Salerno, Taranto	Salerno Energia Vendite	-32
23	Sud7	Barletta-Andria-Trani, Campobasso, Cosenza, Foggia, Isernia	Salerno Energia Vendite	-9
24	Sud8	Catanzaro, Crotone, Lecce, Reggio-Calabria, Vibo-Valentia	Edison Energia	-193
25	Sud9	Catania, Enna, Messina, Ragusa, Siracusa	Edison Energia	-170
26	Sud10	Agrigento, Caltanissetta, Palermo, Trapani	A2a Energia	6

Fonte: ARERA

Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e *default*

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l'Autorità definisse transitoriamente i prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, dovevano comprendere tra le proprie offerte commerciali. Tale disciplina transitoria di prezzo è stata superata da gennaio 2024 per i clienti non vulnerabili, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge n. 176/2022, convertito con legge n. 6/2023.

Rimozione del servizio di tutela del gas naturale e regolazione dei clienti vulnerabili

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 11 ottobre 2022, 489/2022/R/com, l'Autorità, con la delibera 14 marzo 2023, 100/2023/R/com ha attuato le disposizioni normative in materia di rimozione del servizio di tutela gas e di definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti finali vulnerabili, come definiti dal decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 (decreto legge 115/22), convertito con modificazioni dalla legge 21 set-

tembre 2022, n. 142, prevedendo un percorso di superamento graduale del medesimo servizio da completare entro gennaio 2024.

La delibera ha stabilito, tra l'altro, che ciascun venditore fosse tenuto a proporre ai propri clienti finali del servizio di tutela gas non già identificati come clienti vulnerabili, secondo le modalità di cui alla delibera 14 marzo 2023, 102/2023/R/com, l'offerta di mercato libero recante la stima della spesa annua (in euro) di valore inferiore tra quelle disponibili nel suo portafoglio di offerte rivolte alla generalità dei clienti domestici o ai condomini con uso domestico.

A partire da gennaio 2024, il cliente finale che non avesse aderito alle nuove condizioni di fornitura proposte dal venditore né sottoscritto un diverso contratto di mercato libero con il medesimo o altro venditore, ha continuato ad essere servito dal proprio venditore alla stessa struttura di prezzo delle offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile di cui alla delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com, con:

- una componente, equivalente al P_{ING} , definita secondo i criteri della delibera 29 luglio 2022, 374/2022/R/gas;
- una componente in quota energia, pari alla somma della componente CCR e della componente in quota variabile della componente QVD, come definite dall'Autorità;
- e una componente, P_{FIX} , in quota fissa (€/anno) definita liberamente dal venditore.

Inoltre, l'offerta in questione è caratterizzata da una durata delle condizioni economiche pari a 12 mesi, rinnovabili alla fine del periodo di validità delle stesse mediante una comunicazione al cliente finale effettuata con le modalità e tempistiche previste dalla disciplina delle offerte PLACET.

Ai fini del monitoraggio dei prezzi applicati ai clienti finali precedentemente serviti in tutela, la delibera 100/2023/R/com ha previsto che i venditori fossero tenuti a comunicare, tra l'altro, all'Autorità il valore della componente P_{FIX} applicata ai clienti finali serviti in tutela gas che non abbiano sottoscritto un contratto di mercato libero entro il 1° gennaio 2024 con modalità e tempistiche definite dalla determina 26 luglio 2023, DIME/DSME/1/2023. Con la delibera 7 novembre 2023, 518/2023/E/gas, l'Autorità ha intimato a nove venditori, di cui non risultava pervenuta la risposta, di adempiere tempestivamente a tale obbligo di comunicazione.

I clienti finali identificati come vulnerabili secondo le modalità di cui alla delibera 102/2023/R/gas che non hanno sottoscritto un contratto di mercato libero con il medesimo o altro venditore, a decorrere dal 1° gennaio 2024, sono serviti alle condizioni di fornitura di cui al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG) definite dall'Autorità per il *servizio di tutela della vulnerabilità*, caratterizzato da condizioni economiche analoghe a quelle previste per il servizio di tutela gas e dalle stesse condizioni contrattuali dell'offerta PLACET di gas naturale. A partire dalla medesima data, i clienti che soddisfano i requisiti per essere classificati come vulnerabili ai sensi del decreto legge 115/2022 possono richiedere ai venditori del mercato libero l'applicazione delle condizioni del *servizio di tutela della vulnerabilità*.

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/2007 ha previsto che l'Autorità definisca transitoriamente prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali. Tale impianto è stato successivamente confermato dal decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (decreto legislativo n. 93/2011), così come modificato dal

decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che, per i soli clienti domestici, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni riportate alla legge n. 125/2007. Tale disciplina transitoria di prezzo è stata superata, ai sensi della legge n. 124/2017, come da ultimo modificata dal decreto legge n. 176/2022, convertito con legge n. 6/2023, a partire da gennaio 2024.

Dalla predetta data, il decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142 ha previsto che tutti i venditori e i fornitori di ultima istanza siano tenuti a offrire ai clienti vulnerabili la fornitura di gas naturale a un prezzo che rifletta il costo effettivo di approvvigionamento nel mercato all'ingrosso, i costi efficienti del servizio di commercializzazione e le condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall'Autorità cui è stato altresì demandato il compito di introdurre al riguardo specifiche misure perequative a favore dei fornitori del servizio di fornitura di ultima istanza.

Servizio di tutela: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio – costi di approvvigionamento e di commercializzazione

In conformità al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), di cui all'allegato A della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela.

In particolare, la delibera 374/2022/R/gas, ha definito che, a partire dal 1° ottobre 2022, la componente C_{MEM} sia determinata *ex post* pari alla media del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICIS-Heren, superando la precedente modalità di calcolo trimestrale *ex-ante* basata sulla somma degli elementi QT_{int} , QT_{PSV} , $P_{FOR,t}$ come precedentemente definiti.

Pertanto, il livello della componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso è stato aggiornato a decorrere dal 1° ottobre 2022 con cadenza mensile all'inizio del mese successivo al mese di riferimento e pubblicato in un'apposita sezione del sito internet; sono state inoltre aggiornate anche le altre componenti delle condizioni economiche di fornitura.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Con la delibera 30 marzo 2023, 137/2023/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° aprile 2023, i livelli della componente QVD attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela. Per gli aspetti relativi alla determinazione di tale componente sono stati confermati i criteri adottati per la sua definizione e la quantificazione relativa all'anno 2022.

In particolare, l'aggiornamento della componente QVD è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori sul mercato libero, conside-

rando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 0,97%, non differenziato per tipologie di clienti;

- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2021, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *esecending*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di *marketing* e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione del gas naturale e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 44 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata secondo criteri coerenti con quelli introdotti dalla delibera 614/2021/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato tenendo conto del fatto che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari a 6,6%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Nell'ambito del calcolo delle condizioni economiche del servizio di tutela, con delibera 12 aprile 2022, 169/2023/R/gas sono stati fissati i valori della componente CCR, per i periodi 1° ottobre 2023-31 dicembre 2023, nonché del corrispettivo CRVOS con riferimento al periodo 1° ottobre 2023-31 marzo 2024.

Servizi di ultima istanza

Il servizio di *default* trasporto (SdD_T), disciplinato dall'Autorità con delibera 249/2012/R/gas, afferisce ai punti di riconsegna allacciati alla rete di trasporto ed è finalizzato a garantire il bilanciamento di tale rete in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna che restano privi dell'utente di trasporto e di bilanciamento (UdB), a seguito della risoluzione del contratto di trasporto o del mancato conferimento della relativa capacità. La regolazione in materia prevede che l'impresa maggiore di trasporto, al fine di ridurre i casi di attivazione dell'SdD_T, possa organizzare e svolgere procedure ad evidenza pubblica per la selezione di uno o più venditori che si impegnino, nelle ipotesi in cui dovesse essere attivato l'SdD_T, ad assumere la qualifica di fornitori transitori (FT_T); l'Autorità ha, altresì, definito gli indirizzi applicabili alle procedure a evidenza pubblica per la loro selezione.

A partire dall'anno termico 2015/2016, l'impresa maggiore di trasporto eroga direttamente il SdD_T senza ricorrere alla selezione, tramite procedure concorsuali, di un "fornitore transitorio" (di seguito: FT_T). Pertanto, con le delibere 17 settembre 2015, 443/2015/R/gas, 29 settembre 2016, 540/2016/R/gas, 28 settembre 2017, 662/2017/R/gas, 27 settembre 2018, 486/2018/R/gas, 26 settembre 2019, 395/2019/R/gas e 29 settembre 2020, 355/2020/R/gas, relativamente agli anni termici 2015-2016, 2016-2017, 2017-2018, 2018-2019, 2019-2020 e 2020-2021, l'Autorità ha stabilito delle previsioni che sono state riconfermate per ogni anno termico successivo.

Alla luce della continuità degli interventi in materia di SdD_T sopra richiamati, con la delibera 30 settembre 2021, 409/2021/R/gas è stata confermata la disciplina contenuta nei suddetti interventi svincolandola dal singolo anno termico ed è stato previsto che qualora l'impresa maggiore di trasporto decida di erogare direttamente il SdD_T sulla propria rete senza procedere all'individuazione di un FT_T pubblici, oltre a quanto già previsto sul proprio Codice di rete, l'eventuale disponibilità a svolgere tale servizio anche presso le reti regionali delle altre imprese di trasporto.

Con la delibera 249/2012/R/gas, art. 10, l'Autorità ha definito il meccanismo di copertura del rischio di mancato pagamento, al fine di garantire un livello adeguato e proporzionato di efficienza nella gestione dei crediti nei confronti degli utenti del SdDT, in coerenza coi principi di diligenza specifica e di contenimento degli oneri per il sistema, come declinati alla luce delle peculiarità del servizio di SdDT. Gli oneri derivanti da detto meccanismo sono posti a carico dell'elemento UG3_{FT} della componente UG3 e dalla componente tariffaria addizionale della tariffa di trasporto UG3_r, di cui al comma 41.1, lettera d), della RTTG. Tenuto conto del ridursi prezzi del gas naturale rispetto agli anni 2021-22, con la delibera 28 dicembre 2023, 633/2023/R/COM l'Autorità ha adeguato in aumento per l'anno 2024 il livello di detti corrispettivi, che erano precedentemente stati azzerati al fine di ridurre l'impatto degli elevati prezzi del gas all'ingrosso sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali.

Servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di *default* di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza per i clienti finali connessi alla rete di distribuzione: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* o FD_D). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti di minori dimensioni, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m³)/anno purché non morosi, nonché le utenze relative ad attività di servizio pubblico⁵. Il servizio di *default* invece è volto a garantire il bilanciamento della rete con riferimento ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate⁶. Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, stabilisce, infatti, che l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza alle suddette previsioni, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*. Negli ultimi anni l'Autorità è intervenuta con numerosi affinamenti in relazione alla disciplina applicabile ai servizi di ultima istanza e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014⁷.

L'Autorità, nell'ambito del TIVG, ha disciplinato le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale, nonché le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e gli specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia utenze del servizio pubblico) e, per il FD_D, ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG

⁵ Rientrano nella tipologia di attività di servizio pubblico ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

⁶ L'attivazione del FD_D è altresì prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

⁷ La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di *default*, ha infatti confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

(di seguito: meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità o meccanismi di reintegrazione). Gli oneri di tali meccanismi di reintegrazione sono posti a carico dell'elemento $UG3_{Uj}$ della componente UG3 della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 42.3, lettera h), del testo della Regolazione delle Tariffe dei servizi di Distribuzione e misura del Gas (di seguito RTDG).

Tenuto conto del ridursi prezzi del gas naturale rispetto agli anni 2021-22, con la delibera 633/2023/R/COM l'Autorità ha adeguato in aumento per l'anno 2024 il livello di detti corrispettivi, che erano precedentemente stati azzerati al fine di ridurre l'impatto degli elevati prezzi del gas all'ingrosso sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali.

Entrambi i servizi in questione sono erogati da operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, disciplinate dall'Autorità sulla base degli indirizzi emanati con decreto del Ministro dello sviluppo economico. Al riguardo, la delibera 3 agosto 2023, 378/2023/R/gas ha confermato, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUI che per il FD_D , pari a due anni termici intercorrenti dal 1° ottobre 2023 al 30 settembre 2025: la richiamata delibera ha altresì confermato l'impianto regolatorio complessivo già adottato dalla delibera 6 agosto 2021, 290/2021/R/gas, inclusa la configurazione delle aree per l'assegnazione dei servizi e la loro conseguente erogazione, in ossequio al criterio di omogeneità tra le aree di assegnazione; tuttavia, ha riformato parzialmente taluni aspetti puntuali della regolazione prevedendo:

- la possibilità dei soli clienti domestici vulnerabili di richiedere al FUI l'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, qualora non trovino un fornitore sul libero mercato disposto a farlo;
- l'applicazione, ai clienti vulnerabili per cui si attivi il servizio, del prezzo definito dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità e ai clienti non vulnerabili (domestici e non) di un tetto massimo al prezzo pagato nell'ipotesi che i prezzi di aggiudicazione formati nelle varie aree territoriali siano eccedenti il valore soglia definito dall'Autorità;
- l'incremento, in relazione al meccanismo di reintegrazione della morosità dei clienti non disalimentabili e dei clienti morosi per il Servizio di Default distribuzione, del numero delle sessioni di reintegrazione del meccanismo previste per ciascun anno termico, passando da una annuale a due semestrali;
- l'estensione del perimetro di informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure concorsuali, con l'inclusione anche di quelle relative ai clienti vulnerabili;
- l'allineamento di alcuni requisiti di partecipazione alle procedure concorsuali (in particolare, quelli di solidità economico-finanziaria e di onorabilità e professionalità) a quelli attualmente previsti per gli altri servizi di ultima istanza del settore elettrico.

Ai sensi della delibera 378/2023/R/gas, Acquirente unico, il 12 settembre 2023, ha pubblicato gli esiti della procedura concorsuale per la selezione dei FUI indicando il nome dell'assegnatario e il valore del prezzo offerto (β) ed evidenziando come per l'area 9 - Sicilia e Calabria non fosse pervenuta alcuna offerta.

Successivamente, con delibera 13 luglio 2023, 402/2023/R/gas è stato demandato ad Acquirente unico di indire, in via straordinaria e urgente, una nuova procedura ad evidenza pubblica per l'individuazione del FUI nell'area di prelievo 9 - Sicilia e Calabria. Gli esiti di tale procedura straordinaria sono stati pubblicati in data 15 settembre.

Gli esiti della predetta procedura concorsuale sono evidenziati nella tavola 9.4 in cui sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente, il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.4 *Esiti procedure FUI 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro β*

AREE GEOGRAFICHE	ASSEGNATARIO	β (ESPRESSO IN C€/SMC)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	Hera Comm	23,57
2. Lombardia	Hera Comm	22,87
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	Hera Comm	13,77
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	Hera Comm	14,67
5. Toscana, Umbria e Marche;	Hera Comm	26,67
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	Hera Comm	19,67
7. Lazio	Hera Comm	32,77
8. Campania	Hera Comm	47,47
9. Sicilia e Calabria	Enel Energia	21,18

Fonte: ARERA.

Con riferimento al SdD Distribuzione, gli esiti delle procedure concorsuali per la selezione dei FDD sono stati pubblicati da Acquirente unico in data 19 settembre.

I relativi esiti sono evidenziati nella seguente tavola 9.5.

TAV. 9.5 *Esiti SdD distribuzione 2023-2025 – Assegnatari e valori del parametro γ c€/Smc*

AREE GEOGRAFICHE	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	γ (ESPRESSO IN C€/SMC)
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	Hera Comm	15,74
	2°	Enel Energia	80,00
2. Lombardia	1°	Hera Comm	11,64
	2°	Enel Energia	71,30
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	Hera Comm	18,64
	2°	Enel Energia	66,20
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	Hera Comm	13,64
	2°	Enel Energia	57,70
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	Hera Comm	17,64
	2°	Enel Energia	39,50
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	Hera Comm	23,44
	2°	Enel Energia	74,40
7. Lazio	1°	Hera Comm	14,64
	2°	Enel Energia	40,30
8. Campania	1°	Hera Comm	33,44
	2°	Enel Energia	97,50
9. Sicilia e Calabria	1°	Hera Comm	38,64
	2°	Enel Energia	130,30

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Strumenti a disposizione dei clienti finali

Portale Offerte luce e gas

Con la delibera 1° febbraio 2018, 51/2018/R/com, così come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, 85/2019/R/com, l'Autorità ha adottato il Regolamento per la realizzazione e gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (di seguito: il Gestore del SII), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (di seguito: Portale Offerte), ai sensi dell'art. 1, comma 61, della legge n. 124/2017. Il Portale Offerte contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, offerte PLACET nonché la spesa dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica che per il gas naturale. Si tratta di offerte rivolte ai clienti domestici, alle imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione, ai condomini uso domestico con consumi gas inferiori a 200.000 S(m³)/anno, alle imprese del settore gas con consumi inferiori a 200.000 S(m³)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte sono incentrate a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. Dall'avvio in operatività, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è stato oggetto di monitoraggio al fine di verificare eventuali necessità di consolidamento, evoluzioni e nuove funzionalità.

Trimestralmente è svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale Offerte, valutandone l'utilizzo sia mediante *pc-desktop* sia attraverso dispositivi mobili.

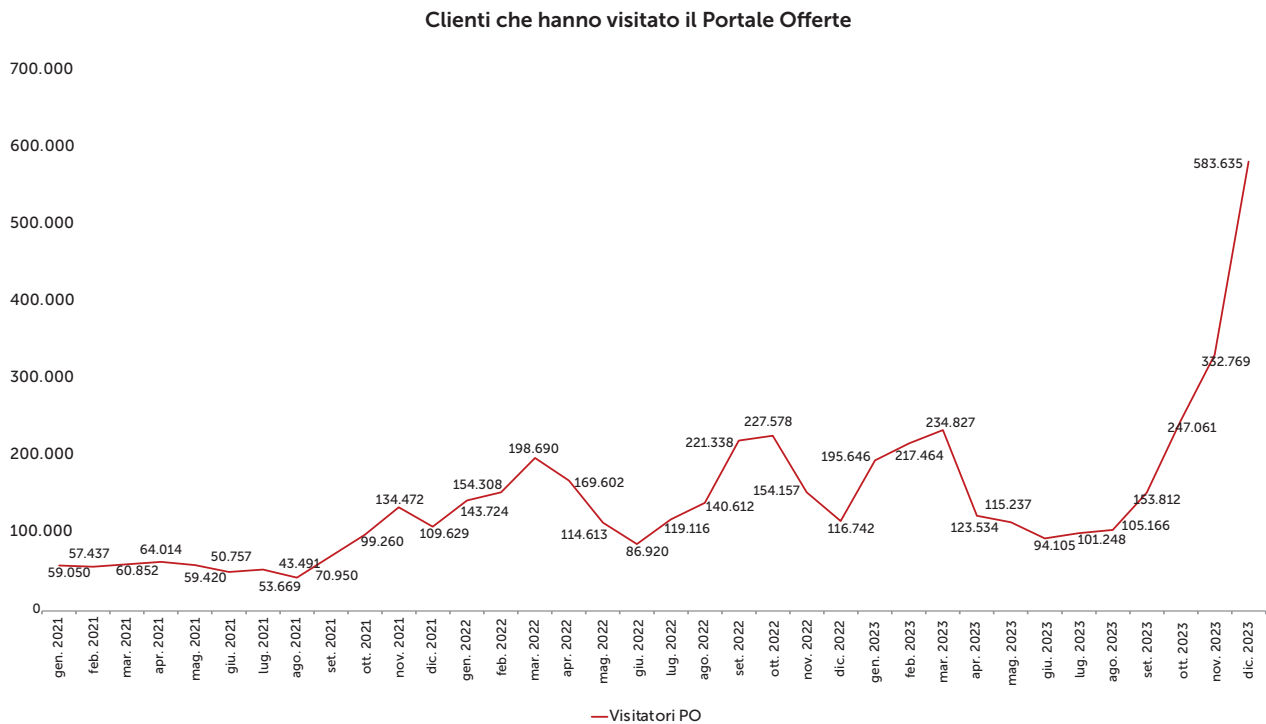
Complessivamente dal 1° luglio 2018 al 31 ottobre 2023, il sito ha avuto un totale di 7.328.039 visite. Le pagine complessivamente visualizzate sono state 59.266.433.

Nel 2023 di attività del Portale Offerte, il Gestore del SII ha costantemente effettuato il monitoraggio:

- delle visite;
- delle URL;
- delle tipologie di referenti;
- delle tipologie di dispositivi di navigazione;
- dei *browser*;
- dei Paesi da cui sono state effettuati accessi sul Portale.

Dal monitoraggio degli accessi risulta che, nel 2023, il sito ha avuto un totale di 2.504.504 visitatori unici (+35,6% rispetto al 2022 e +190% rispetto al 2021). Il numero di utenti che utilizzano il Portale Offerte è pertanto aumentato sia in termini assoluti che in termini percentuali rispetto al totale delle visite. In media hanno visitato mensilmente il Portale nel 2023 oltre 208 mila visitatori unici, con un picco nel mese di dicembre 2023, di oltre 583 mila utenti (Fig. 9.1).

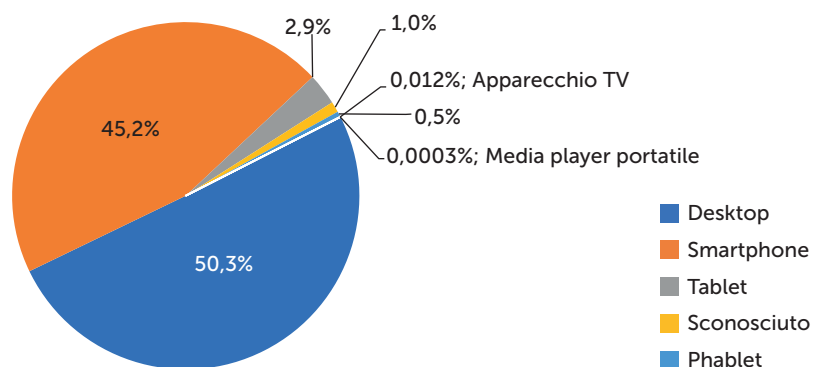
FIG. 9.1 Numero di visitatori unici che hanno consultato il Portale Offerte per mese da gennaio 2021 a dicembre 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Nel quarto trimestre 2023 la maggior parte degli utenti del Portale ha utilizzato, per la navigazione, *browser* disponibili mediante dispositivi *desktop*. Gli accessi nel quarto trimestre 2023 sono avvenuti, infatti, per il 50,3% tramite *desktop*, -4,5 p.p. rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, il 45,2% è avvenuta tramite *smartphone*, +4,2 p.p. rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Fig. 9.2).

FIG. 9.2 Numero di visite per dispositivo nel quarto trimestre del 2023



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Il Portale Offerte, realizzato sulla piattaforma Azure creata da Microsoft, utilizza servizi basati sul *cloud* che permettono di dimensionare con flessibilità e scalabilità ed in maniera puntuale le risorse necessarie, aumentandole o diminuendole in funzione delle proprie esigenze e in qualsiasi momento. Sulla base degli elementi emersi in relazione alla complessità di calcolo della spesa, della numerosità delle offerte da gestire e della nu-

merosità degli accessi, nel 2023 non sono stati necessari interventi di adeguamento tecnologico per il Portale Offerte. Diversamente, si ritiene che per il 2024 siano necessari interventi di adeguamento tecnologico per il Portale Offerte per consentire l'accesso ai dati storici di consumo su cui eseguire i confronti. Per accedere a tali dati dovrà essere prevista l'autenticazione SPID o CIE, pertanto si prevede l'integrazione della componente "EID Gateway", che implementa la comunicazione con gli *Identity Provider* secondo le modalità e gli standard previsti da SPID e CIE.

Nel corso del 2023 sono state apportate consistenti modifiche alla fruibilità ed al *layout* del Portale Offerte, con il duplice obiettivo di renderlo di più facile utilizzo per l'utente e di fornirgli il maggior numero di informazioni utili. In particolare, sono state concluse le seguenti implementazioni:

- nuova funzionalità di confronto tra un'offerta personalizzata che il cliente riceve da un venditore e le altre offerte presenti sul PO, usufruibile tramite l'inserimento del codice offerta che il cliente ha ricevuto dal venditore (solo per confronti tra offerte c.d. simulabili per cui vige l'obbligo di trasmissione al SII);
- gestione della fine del Servizio di Maggior Tutela e dell'inizio del Servizio a Tutele Graduali per le Microimprese⁸ (adeguamenti dei contenuti informativi e del *layout*);
- gestione della caratteristica di vulnerabilità⁹ dei clienti finali (con l'aggiunta di un filtro dedicato sia per il settore del gas naturale che dell'energia elettrica, rispettivamente a dicembre 2023 e nel primo trimestre 2024);
- introduzione delle informazioni relative all'eventuale presenza di oneri di recesso anticipato¹⁰ (da dicembre 2023);
- sviluppo di una versione *light* del PO, incorporabile in altri siti web (per esempio testate giornalistiche);
- proroga dell'aliquota IVA al 5% per il GAS a seguito dei periodici interventi legislativi;
- modifica dei contenuti informativi del Portale, introduzione di disclaimer per la fine della Tutela Gas e della Maggior Tutela;
- aggiornamento dei risultati del questionario *Customer Satisfaction*.

Sempre nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte degli utenti sono stati integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial.

Dal monitoraggio del Portale Offerte di cui all'art. 33 dell'allegato A alla delibera 51/2018/R/com, si evince che, visualizzando le offerte presenti nel *database* del PO disponibili il 31 dicembre 2023, esse risultano pari a 8.505, di cui 5.854 di mercato libero, 2170 offerte PLACET e 481 offerte senza il calcolo della stima della spesa annua.

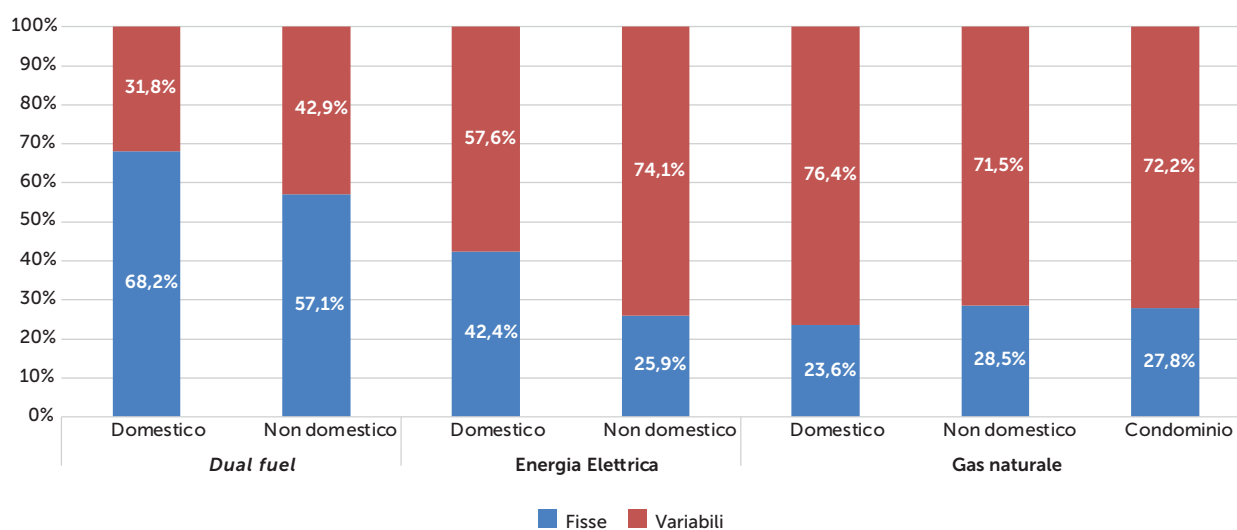
Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 4.100 offerte, per il gas naturale 3.873; le offerte *dual fuel* sono 44 (Fig. 9.3).

8 In attuazione di quanto previsto dalla delibera 208/2022/R/eel.

9 In attuazione di quanto previsto dalle delibere 100/2023/R/com e 362/2023/R/eel.

10 In attuazione di quanto previsto dalla delibera 250/2023/R/com, monitoraggio Portale Offerte.

FIG. 9.3 Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale, settore e struttura di prezzo



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Come riportato nella Fig. 9.3 per il settore elettrico, il 68,2% delle offerte rivolte ai clienti domestici sono a prezzo fisso, per i clienti non domestici tale percentuale si attesta al 57,1%. Complessivamente, per entrambe le tipologie di clienti del settore elettrico, le offerte disponibili sono prevalentemente a prezzo variabile. Analogamente per il settore del gas naturale nel quarto quadrimestre 2023 le offerte disponibili sono prevalentemente a prezzo variabile. Per i domestici rappresentano il 76,4% delle offerte disponibili.

Mensilmente è effettuato il monitoraggio dei prezzi delle offerte presenti nel Portale Offerte sia per il settore dell'energia elettrica sia per il gas naturale.

Le rilevazioni mensili sono pubblicate, con cadenza mensile, nella sezione del sito dell'Autorità dedicata al Monitoraggio *Retail* (si veda www.arera.it/dati-e-statistiche).

I grafici riportano, a partire da dicembre 2019, il numero di offerte che i clienti finali, domestici e non domestici, possono scegliere, consultando il Portale Offerte dell'Autorità, per approvvigionarsi di energia elettrica e gas naturale. Oltre ai numeri totali di offerte disponibili è riportata la distinzione tra offerte PLACET e altre offerte del mercato libero e tra offerte a prezzo fisso e a prezzo variabile.

I grafici, inoltre, analizzano la spesa annua che un cliente avrebbe potuto sostenere scegliendo tra le offerte mensilmente disponibili nel Portale Offerte per l'utente tipo domestico per il settore elettrico¹¹ e l'utente tipo domestico gas¹²; si illustra la disponibilità mensile:

11 Per il settore elettrico sono pubblicate alla pagina "Analisi delle offerte su Portale Offerte" le analisi delle offerte disponibili per i seguenti utenti tipo:

- cliente domestico residente a Milano, con 2.700 kWh di consumo annuo e 3 kW di potenza, a partire da gennaio 2020;
- cliente non domestico connesso in BT, sito a Milano, con 4.000 kWh di consumo annuo e 6 kW di potenza, a partire da luglio 2021;
- cliente non domestico connesso in BT, sito a Milano, con 15.000 kWh di consumo annuo e 12 kW di potenza, a partire dal gennaio 2021.

12 Per il settore del gas sono pubblicate alla pagina "Analisi delle offerte su Portale Offerte" le analisi delle offerte disponibili per i seguenti utenti tipo: cliente domestico sito a Milano, con 1.400 Smc di consumo annuo, uso del gas naturale per Cucina, Acqua Calda e Riscaldamento (CACR).

- delle offerte disponibili più convenienti della maggior tutela, ove applicabile, in numero e in percentuale rispetto al totale delle offerte di mercato libero pubblicate sul Portale Offerte;
- del massimo risparmio disponibile rispetto alla spesa annua prevista per la maggior tutela, ove applicabile, in euro e in percentuale rispetto alla spesa di maggior tutela.

I dati sono distinti tra offerte a prezzo variabile e a prezzo fisso per entrambi settori.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali, che è anche un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato, è una delle misure fondamentali rispetto all'obiettivo di addivenire a un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, funzione attualmente assicurata dai servizi di tutela di energia elettrica e di gas naturale nei mercati *retail*.

In coerenza con tale quadro l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la più ampia partecipazione dei medesimi clienti a un mercato concorrenziale.

Con la delibera 555/2017/R/com, in particolare, l'Autorità ha introdotto, sia per il settore dell'energia elettrica sia per quello del gas naturale, la disciplina delle offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela (di seguito: offerte PLACET), finalizzata a facilitare scelte consapevoli e informate da parte dei clienti finali di piccole dimensioni, segnatamente, attraverso il miglioramento della loro capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero; simile obiettivo è soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e segregabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³).

Alla data del 31 dicembre 2023 risultano presenti nel Portale Offerte 2.170 offerte PLACET come di seguito dettagliate (Tav. 9.6).

TAV. 9.6 Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2023, distinte per tipologia di cliente finale e per commodity

	COMMODITY	TIPO CLIENTE	TIPO OFFERTA	N.	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI CLIENTE	SUB-TOTALE PER TIPOLOGIA DI COMMODITY	
OFFERTE PLACET	Energia elettrica	Domestico	fissa	201	442	877	
			variabile	241			
		Non domestico	fissa	201	435		
			variabile	234			
	Gas naturale	Domestico	fissa	176	516	1.293	
			variabile	340			
		Non domestico	fissa	169	391		
			variabile	222			
		Condominio	fissa	137	386		
		Condominio	variabile	249			
	TOTALE OFFERTE						2.170

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Portale Consumi

Il Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale (cosiddetto Portale Consumi) è il sito internet istituzionale che permette ai consumatori di accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari nonché ai dati di consumo storici (con profondità massima pari a 36 mesi) e alle principali informazioni tecniche e contrattuali. È operativo dal 1° luglio 2019, coerentemente con le tempistiche indicate dalla normativa di riferimento.

Con la delibera 25 giugno 2019, 270/2019/R/com, l'Autorità ha approvato il Regolamento di funzionamento del Portale recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo, incaricandone dello sviluppo il Gestore del SII. Concepito come un progetto a più fasi attuative, il Portale Consumi è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le *performance* sia a implementarne le specifiche; come negli anni precedenti, quindi, anche nel corso del 2023 sono state ulteriormente rese disponibili nuove funzionalità, tra cui l'indicazione della potenza massima assorbita nel periodo, e sono continuati gli approfondimenti in merito alle evoluzioni del quadro normativo italiano e comunitario al fine di consentire l'accesso dei dati a parti terze autorizzate dai clienti finali. Per maggiori dettagli relativi alla funzionalità e ai contenuti del Portale Consumi e alle successive implementazioni già disponibili, sia dell'area privata che dell'area pubblica, si rimanda anche alle precedenti *Relazioni Annuali*.

Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

A partire dal 1° gennaio 2023, ai sensi della delibera 10 maggio 2022, 209/2022/R/com che modifica, tra l'altro, l'allegato A alla delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com (Bolletta 2.0), sia i venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale sono tenuti a riportare all'interno di ciascuna bolletta, con separata e adeguata evidenza, il seguente messaggio: *"Per scoprire se ci sono altre offerte più adatte alle tue esigenze, per conoscere meglio le tue abitudini di consumo, i tuoi consumi storici e per confrontare il tuo consumo nello stesso periodo degli anni precedenti e per ricevere informazioni o conoscere i tuoi diritti, consulta www.arera.it/consumatori."*

Inoltre, nell'ambito delle disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele gradualmente per le microimprese del settore dell'energia elettrica di cui alla legge n. 124/2017, con la delibera 208/2022/R/eel l'Autorità ha previsto che l'esercente la maggior tutela uscente:

- nel periodo intercorrente da luglio 2022 a marzo 2023 allegasse, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo tra la data di pubblicazione degli esiti delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele gradualmente per le microimprese e la fine del mese precedente l'attivazione di detto servizio, in un foglio separato (ovvero, nel caso di bolletta in formato dematerializzato, in file separato oppure all'interno del file della bolletta nella prima pagina del documento), un'informativa con testo standardizzato definito dall'Autorità;
- riportasse, nella bolletta sintetica di chiusura del cliente finale, ai sensi dell'art. 10, comma 3, della Bolletta 2.0, un messaggio anch'esso definito dall'Autorità, finalizzato a renderlo edotto del cambio di fornitore.

Nell'ambito, invece, delle disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele gradualmente per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, con delibera 362/2023/R/eel, l'Autorità ha previsto che l'esercente la maggior tutela uscente:

- nel periodo intercorrente da settembre 2023 a giugno 2024 allegasse, ad almeno due bollette, di cui la seconda inviata al cliente nel periodo tra aprile e giugno 2024, in un foglio separato (ovvero, nel caso di bolletta in formato dematerializzato, in file separato oppure all'interno del file della bolletta nella prima pagina del documento), un'informativa con testo standardizzato definito dall'Autorità, differenziato tra clienti identificati come vulnerabili e non, contenente informazioni sul superamento del servizio di maggior tutela, sui diritti dei clienti vulnerabili e sugli strumenti dell'Autorità per effettuare una scelta nel mercato libero;
- riporti, nella bolletta sintetica di chiusura del cliente finale un messaggio anch'esso definito dall'Autorità, finalizzato a renderlo edotto del cambio di fornitore.

Inoltre, la delibera 362/2023/R/eel ha previsto che i venditori, con riferimento ai soli clienti finali domestici titolari di un contratto di energia elettrica a condizioni di mercato libero, siano tenuti:

- in tutte le bollette emesse tra dicembre 2023 e giugno 2024, a riportare un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0;
- a riportare, a partire dal 1° gennaio 2025, in almeno una bolletta all'anno, un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0.

Con riferimento al superamento del servizio di tutela gas, la delibera 100/2023/R/com ha previsto, tra l'altro, che:

- nel corso del mese di settembre 2023, ciascun venditore inviasse ai propri clienti finali serviti in tutela gas una comunicazione contenente informazioni sulla rimozione del servizio medesimo, sugli strumenti dell'Autorità per effettuare una scelta consapevole (Portale Offerte e Portale Consumi) e per ottenere informazioni sui propri diritti (Sportello per il consumatore Energia e Ambiente e pagina internet ARERA per il consumatore), sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle opzioni di scelta con il medesimo o altro venditore; nel caso dei clienti identificati come vulnerabili, inoltre, la comunicazione conteneva informazioni sul servizio di tutela della vulnerabilità di cui al TIVG mentre, nel caso dei clienti diversi dal cliente domestico vulnerabile, informazioni sull'offerta di mercato libero più conveniente e la proposta di modifica delle condizioni economiche del contratto di tutela gas che avrebbero trovato applicazione laddove il cliente non avesse proceduto ad alcuna scelta prima del 1° gennaio 2024;
- in tutte le bollette emesse tra settembre e dicembre 2023 dei propri clienti domestici nel mercato libero, ciascun venditore riportasse un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b), della Bolletta 2.0. Inoltre, a partire dal 1° settembre 2024 e con le stesse modalità, ciascun venditore dovrà riportare in almeno una bolletta all'anno dei propri clienti domestici nel mercato libero un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate.

Rafforzamento e adeguamento del Codice di condotta commerciale

Il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito semplicemente Codice di condotta commerciale)¹³ definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo¹⁴ e delle direttive comunitarie in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni).

Nell'ottica di rafforzare ulteriormente l'informazione e l'*empowerment* dei clienti finali, con la delibera 6 giugno 2023, 250/2023/R/com l'Autorità ha approvato interventi di aggiornamento ed efficientamento del Codice di condotta commerciale relativi:

- all'adeguamento alle nuove disposizioni in materia di oneri di recesso anticipato dei clienti finali di energia elettrica introdotte dal decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 che ha dato attuazione alla direttiva (UE) 2019/944 (nuova direttiva elettrica);
- agli obblighi informativi dei venditori in caso di rinnovo delle condizioni economiche con modifica delle medesime condizioni nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale.

In particolare, relativamente alle forniture di energia elettrica per i clienti domestici e le piccole imprese, la delibera 250/2023/R/com ha stabilito:

¹³ Allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com.

¹⁴ Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

- la facoltà per il venditore di prevedere eventuali oneri di recesso esclusivamente nei contratti di energia elettrica di durata determinata e a prezzo fisso;
- la possibilità di applicare eventuali oneri di recesso anche ai contratti a tempo indeterminato con condizioni economiche a prezzo fisso di durata determinata, nonché ai contratti a prezzo fisso che, allo scadere di tale prezzo, prevedono un passaggio ad un prezzo variabile; in entrambi i casi, tali oneri potranno comunque essere applicati solo limitatamente al periodo di validità delle condizioni economiche a prezzo fisso;
- l'obbligo in capo ai venditori, in occasione della proposta di un'offerta di un contratto di fornitura nonché nel contratto medesimo, di comunicare al cliente finale la somma massima di denaro complessivamente dovuta in caso di recesso anticipato, eventualmente differenziata ed esplicitata sulla base del numero di mesi o giorni intercorrenti tra il recesso e il termine del contratto o delle condizioni economiche a tempo determinato, fatta salva la facoltà in capo al venditore di indicare, in aggiunta all'importo massimo, i criteri di determinazione dell'importo medesimo; l'onere di recesso deve essere specificamente approvato e sottoscritto dal cliente finale e il venditore è tenuto a specificare che la somma di denaro indicata in contratto costituisce un importo massimo che potrebbe essere ridotto in ragione dell'effettiva perdita economica diretta derivante dal recesso anticipato del cliente finale.

La delibera stabilisce, inoltre, che, per qualunque tipologia di contratto, l'eventuale esercizio della facoltà di variazione unilaterale delle condizioni da parte del venditore comporta la decadenza dell'eventuale applicazione di oneri di recesso anticipato anche qualora il cliente finale receda successivamente all'applicazione della variazione medesima e prima della scadenza del contratto o del primo periodo di vigenza delle condizioni economiche a prezzo fisso.

In materia di rinnovo delle condizioni economiche nei contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale la delibera 250/2023/R/com stabilisce l'introduzione, nel Codice di condotta commerciale, di specifici obblighi informativi in capo al venditore qualora il contratto sottoscritto dal cliente finale preveda, in aggiunta all'eventuale facoltà del venditore medesimo di rinnovare tacitamente le condizioni economiche:

- la validità delle suddette condizioni economiche per un periodo temporale determinato (condizioni economiche che, pertanto, scadono con lo spirare di detto termine);
- la facoltà per il venditore di applicare, per un nuovo periodo di tempo predefinito, nuove e differenti condizioni economiche, mediante preavviso al cliente finale rispetto alla scadenza;
- l'applicazione, a far data dalla scadenza *sub i*), delle nuove condizioni economiche comunicate *sub ii*), salvo comunque l'esplicito riconoscimento al cliente finale del diritto di recesso.

Gli obblighi informativi contemplano l'invio di una specifica comunicazione in forma scritta, da parte del venditore, che pervenga al cliente finale con un preavviso non inferiore a tre mesi rispetto alla decorrenza delle nuove e differenti condizioni economiche, contenente l'illustrazione chiara, completa e comprensibile dei contenuti e degli effetti delle nuove e differenti condizioni economiche, la data di scadenza delle precedenti condizioni, la data di decorrenza e di scadenza delle nuove condizioni, la stima della nuova spesa annua, la variazione stimata della spesa annua rispetto alle condizioni precedenti nel caso di variazioni derivanti dall'aumento di corrispettivi unitari non legati all'andamento dei mercati all'ingrosso e/o dalla scadenza o riduzione di sconti, le modalità e i termini per la comunicazione da parte del cliente finale dell'eventuale non accettazione del rinnovo e della conseguente volontà di esercitare il recesso ed il riferimento al Portale Offerte su cui trovare eventuali altre offerte.

Il Codice di condotta commerciale è stato, inoltre, modificato:

- dalla delibera 100/2023/R/com, che, in aggiunta all'allineamento delle definizioni e all'eliminazione dei riferimenti alla tutela gas, ha previsto l'introduzione, in fase precontrattuale, dell'obbligo in capo al venditore di informare il cliente della possibilità di essere servito nel servizio di tutela della vulnerabilità e, nel caso di cliente identificato come vulnerabile, di consegnare la Scheda sintetica di tale servizio, definita con determina 26 luglio 2023, 1/2023 – DIME nonché, per la generalità dei clienti domestici, la rimozione della Scheda di confrontabilità dell'energia elettrica a partire dal 1° luglio 2024, come confermato dalla delibera 28 novembre 2023, 549/2023/R/eel, e della Scheda di confrontabilità del gas naturale a partire dal 1° gennaio 2024;
- dalla delibera 31 ottobre 2023, 496/2023/R/com, che ha previsto l'aggiornamento del testo in attuazione del decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 14 luglio 2023, n. 224 con particolare riferimento agli obblighi informativi in fase precontrattuale sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione.

Aggiornamento della Bolletta 2.0

Con la delibera 7 novembre 2023, 516/2023/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione della Bolletta 2.0, finalizzato alla sua revisione organica a perseguire gli obiettivi generali di miglioramento dal punto di vista della semplicità, comprensibilità e uniformità. L'avvio del nuovo procedimento chiude il procedimento avviato con la precedente delibera 549/2020/R/com, nel cui ambito erano stati introdotti precedenti aggiornamenti in materia, e si è reso necessario alla luce del nuovo assetto di mercato, con la prospettiva della graduale rimozione degli attuali regimi di tutela e dell'esigenza di fornire al cliente finale una bolletta in grado di orientarlo più efficacemente sul mercato libero.

La delibera, inoltre, ai sensi della delibera 14 marzo 2023, 100/2023/R/gas, prevede che le disposizioni della Bolletta 2.0 attualmente vigenti nell'ambito del servizio di tutela gas siano direttamente applicabili al servizio di tutela della vulnerabilità, fino all'adozione di specifici provvedimenti.

In considerazione dell'importanza della revisione, nonché della necessità di garantire la più ampia partecipazione, il procedimento in parola è sottoposto all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti; le diverse opzioni di regolazione sono pertanto analizzate secondo i criteri della semplicità, comprensibilità e uniformità.

Con il documento per la consultazione 7 novembre 2023, 517/2023/R/com, l'Autorità ha quindi illustrato i primi orientamenti finalizzati a perseguire gli obiettivi sopra richiamati, anche in vista dalla rimozione degli attuali regimi di tutela e dell'attivazione del servizio di tutela della vulnerabilità, e di revisione organica delle informazioni indicate, con una migliore distinzione di quelle ritenute essenziali. In particolare, nel documento è illustrata una struttura della Bolletta 2.0 così articolata:

- una prima pagina obbligatoria, chiamata "Frontespizio unificato", con una struttura uguale per tutti i clienti finali;
- gli elementi essenziali, che unitamente al "Frontespizio unificato" sostituiscono l'attuale "bolletta sintetica";
- gli elementi di dettaglio, che sono invariati e continuano a svolgere la funzione di riportare le informazioni analitiche di dettaglio relative agli importi fatturati.

Sono inoltre proposti ulteriori elementi di trasparenza e semplificazione con riferimento agli indicatori sintetici di prezzo, alle fasce orarie (per l'energia elettrica), e all'energia immessa negativa. Il documento, inoltre, pone in consultazione anche le tempistiche per l'implementazione delle disposizioni proposte.

Con riferimento al "Frontespizio unificato", l'Autorità ha posto in consultazione l'orientamento di introdurre l'obbligo per tutti i venditori di predisporre la bolletta in modo che la prima pagina abbia caratteristiche comuni e ricomprenda un insieme circoscritto di informazioni-chiave, indicate con modalità comuni soprattutto per quanto concerne gli elementi economici riferiti al periodo di fatturazione in oggetto. Altresì, al fine di mantenere la massima uniformità anche tra bollette di venditori differenti, si prevede che i venditori non possano inserire nel "Frontespizio unificato" elementi diversi o ulteriori rispetto a quanto indicato.

In particolare, si propone che il Frontespizio unificato debba riportare obbligatoriamente e unicamente alcuni elementi minimi, tra cui, per esempio, i dati identificati del cliente e del punto e gli importi economici relativi al periodo oggetto di fatturazione (per i quali sono proposti tre modelli richiamati in seguito).

In particolare, per quanto concerne le modalità di esposizione degli importi fatturati, l'Autorità ha posto in consultazione una logica radicalmente differente rispetto alla vigente classificazione tripartita in voce di spesa, illustrando tre modelli alternativi:

- il modello 1 prevede che ci sia un'unica voce di spesa "Spesa per la fornitura dell'energia elettrica" o "Spesa per la fornitura del gas naturale" a cui viene detratto l'eventuale importo del bonus sociale (evidenziato per i soli clienti che ne hanno titolo) e in cui si conteggia l'importo "servizi aggiuntivi o altre partite", ove presenti: tale somma algebrica determina la base imponibile;
- il modello 2 sviluppa la spesa per la fornitura seguendo la logica "quantità x prezzo" e prevede che tale spesa sia suddivisa in quota variabile e quota fissa, con l'eventuale quota potenza (solo per energia elettrica);
- il modello 3 riporta gli importi secondo la logica "quantità x prezzo" sotto ciascuna quota ("variabile" e "fissa" – e, per il solo settore elettrico "potenza") e i singoli corrispettivi unitari definiti nell'ambito del contratto di fornitura.

La seconda parte della Bolletta 2.0, che assieme al Frontespizio unificato sostituisce la bolletta sintetica, è previsto sia denominata "Elementi essenziali"; essa riporta i restanti elementi minimi già presenti nella regolazione e non ricompresi nella nuova pagina del Frontespizio unificato.

Infine, l'Autorità ha posto in consultazione l'orientamento di indicare ulteriori elementi di trasparenza, quali gli indicatori sintetici di prezzo. In particolare, in ragione del venire meno delle tutele di prezzo per i clienti non vulnerabili, si è inteso verificare nuovamente le opzioni per l'esposizione in bolletta degli indicatori sintetici di prezzo per i clienti serviti sul mercato libero, riferiti all'offerta commerciale e alle condizioni economiche del periodo di fatturazione, cioè valorizzati ai livelli "effettivi" in base ai corrispettivi determinati in ciascun periodo di fatturazione. In altre parole, tali indicatori sarebbero valorizzati secondo le medesime regole di determinazione previste dagli artt. 15 e 16 del Codice di condotta commerciale, ponendo però come base di calcolo i corrispettivi secondo i valori che assumono nella specifica bolletta. In particolare, l'Autorità ha valutato:

- il mantenimento della situazione attuale (non inserire all'interno della bolletta gli indicatori sintetici di prezzo) (opzione zero);
- l'inserimento nella bolletta dei livelli effettivi degli indicatori sintetici di prezzo, posizionati alternativamente o nel "Frontespizio unificato" o negli "Elementi essenziali" (opzione uno).

Da ultimo, con riferimento agli ulteriori temi non già trattati nel procedimento di cui alla delibera 549/2020/R/com, l'Autorità ha posto in consultazione l'orientamento, con riferimento al settore dell'energia elettrica, di indicare nella bolletta sintetica l'informazione relativa alla suddivisione dei consumi per fasce esclusivamente per coloro che hanno un contratto di fornitura caratterizzato da condizioni economiche differenziate per fasce di consumo. Per quanto concerne, invece, l'energia immessa negativa, l'Autorità ha proposto di prevedere per i clienti con impianti di produzione o di accumulo di energia elettrica il dettaglio delle informazioni rilevanti ai fini del calcolo del consumo fatturato (o prelievo effettivo da fatturare al cliente finale).

Si rileva infine che nel corso del procedimento, l'Autorità ha organizzato diversi incontri informativi, strutturati in *focus group*, con le associazioni rappresentative dei consumatori domestici e dei consumatori non domestici e un incontro, strutturato come un tavolo tecnico, con la partecipazione delle associazioni rappresentative degli operatori, finalizzati a illustrare e condividere le proposte ricomprese nel primo documento per la consultazione. Inoltre, è stata svolta un'apposita indagine demoscopica rivolta alle famiglie per comprendere e valutare meglio l'utilizzo e grado di comprensione della bolletta, nonché testare le nuove proposte per la bolletta revisionata.

Anche a seguito di tali incontri e approfondimenti, l'Autorità ha considerato opportuno prevedere un'ulteriore fase di consultazione, nel corso del 2024, di cui si renderà conto della prossima *Relazione Annuale*.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

I clienti finali connessi alle reti di distribuzione locale di gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile verso terzi) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di riconsegna (PdR)¹⁵. L'assicurazione è disciplinata dal 2004 dall'Autorità, che ne ha affidato la gestione, in qualità di contraente per conto dei clienti finali assicurati, al Comitato italiano gas (CIG). Nel corso del 2023 ha operato, per il terzo anno, la settima polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2021-2024, disciplinata dalla delibera 19 maggio 2020, 167/2020/R/gas. Le prime quattro polizze, che hanno coperto il periodo ottobre 2004-dicembre 2013, si ritengono cessate, poiché risultano ormai prescritti i diritti di eventuali danneggiati che non abbiano sottoposto in tempo utile richiesta di risarcimento o indennizzo. Per le prime tre polizze (periodo ottobre 2004-settembre 2010) risulta, inoltre, azzerato il numero di pratiche ancora aperte (e, di conseguenza, il valore delle relative provviste di riserva), mentre, per la quarta polizza, rimane aperta la sola gestione di 5 pratiche con provvista di riserva non ancora chiuse in via definitiva.

Dal 1° ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2023, sono state ricevute 998 denunce di sinistro (di cui 65 coperte dalla settima polizza), relative a 640 diversi sinistri (32 coperti dalla settima polizza), che hanno comportato complessivamente l'apertura di 2.194 pratiche di indennizzo/risarcimento (178 coperte dalla settima polizza). Nello stesso periodo, risultano effettuati pagamenti, da parte delle imprese assicuratrici, per 58,2 milioni di euro, di cui 57,5 milioni per 719 pratiche chiuse con pagamenti e la restante quota per pratiche ancora aperte. Al 31 dicembre 2023 risultano poste complessivamente a riserva provviste per circa

¹⁵ L'assicurazione copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), e i PdR relativi ad attività di servizio pubblico e a utenze per usi diversi, come definiti dal medesimo TIVG, dotati di misuratori di classe non superiore a G25. Sono esclusi i PdR di gas naturale con utilizzo del gas per autotrazione.

12,2 milioni di euro, a fronte di 259 pratiche ancora aperte con provvista di riserva, mentre risultano 1.216 pratiche chiuse senza pagamenti o in *stand by* senza provviste di riserva.

Per quanto riguarda il 2023, in corso d'anno sono state aperte 103 pratiche di indennizzo/risarcimento, delle quali 97 ancora aperte con provvista di riserva a fine anno, mentre sono state chiuse 76 pratiche, di cui 17 con pagamenti. Con riferimento all'insieme delle pratiche gestite, nel corso del 2023 sono stati pagati importi per circa 2,2 milioni di euro, e il saldo netto delle riserve ha registrato un incremento pari a circa 3 milioni di euro.

Considerando la sola settima polizza, al 31 dicembre 2023 l'esposizione complessiva era pari a 10,7 milioni di euro, di cui circa 2,4 milioni per pagamenti e la restante parte per riserve, e risultava generata per il 50% dalla sezione responsabilità civile, per il 37% dalla sezione infortuni e per il restante 13% dalla sezione incendio.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, applicato in bolletta una volta l'anno ai titolari di punti di riconsegna assicurati. Per l'anno 2023 il corrispettivo non ha subito variazioni rispetto al valore degli anni precedenti, pari a 45 c€/anno per punto di riconsegna assicurato; tale valore potrà essere aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del conto assicurazione gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e alle relative esigenze di gettito.

Elenco dei venditori di energia elettrica

Come dettagliato nelle precedenti *Relazioni Annuali*, con il decreto del Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022 è stato adottato il "Regolamento recante criteri, modalità e requisiti per l'iscrizione nell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica" (di seguito: Regolamento), tenendo conto dei criteri, delle modalità e dei requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione proposti dall'Autorità al Ministro allora competente, con il provvedimento 16 novembre 2017, 762/2017/l/eel, come previsto dalla legge 4 agosto 2017, n. 124.

Con il decreto del Direttore generale per la competitività e l'efficienza energetica del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (che nel frattempo ne ha assunto le competenze) del 16 gennaio 2023 sono state approvate inoltre le indicazioni operative e le modalità di presentazione delle domande di iscrizione e di gestione dell'Elenco.

Per quanto riguarda gli aspetti di competenza dell'Autorità, nella precedente *Relazione annuale* è stato dato conto delle disposizioni oggetto della delibera 15 novembre 2022, 585/2022/R/eel, finalizzate a consentire il primo popolamento dell'Elenco e l'iscrizione provvisoria delle imprese di vendita dell'energia elettrica che sono risultate accreditate in qualità di controparti commerciali nel SII alla data di entrata in vigore del Regolamento.

Tra i requisiti e gli indicatori di natura finanziaria stabiliti dal Regolamento, all'art. 5, comma 2, è previsto che ciascun venditore assicuri la regolarità dei pagamenti strumentali all'esecuzione fisica dei propri contratti di fornitura; tali pagamenti sono effettuati:

- dallo stesso venditore, quando questi operi direttamente come utente del dispacciamento e del trasporto;

- dagli eventuali soggetti terzi di cui il venditore si serve per la conclusione dei contratti di dispacciamento e di trasporto di energia elettrica (i.e. utenti del dispacciamento o del trasporto).

In considerazione di quanto sopra e al fine di permettere il completo dispiegamento dell'operatività del Regolamento, è stato quindi necessario definire le procedure che possano garantire adeguatamente le comunicazioni ai soggetti interessati e consentire agli uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica le successive verifiche che si rendessero necessarie ai fini della permanenza dei venditori nell'Elenco. Tali procedure – disposte dall'Autorità con la delibera 25 luglio 2023, 339/2023/R/eel in esito al documento per la consultazione 4 maggio 2023, 186/2023/R/eel – hanno riguardato la comunicazione:

- nei confronti dei venditori, degli utenti di cui eventualmente questi si servono e del Ministero, in merito alle irregolarità dei requisiti e degli indicatori di natura finanziaria, qualora riscontrate dalle imprese distributrici o da Terna;
- nei confronti del Ministero, qualora un venditore non sia stato parte dei contratti di fornitura di energia elettrica nell'ultimo anno, come riscontrato da parte del Gestore del SII.

Più in particolare, per quanto riguarda le procedure in merito alle irregolarità degli indicatori di natura finanziaria, l'Autorità ha disposto le modalità e le tempistiche con cui:

- le imprese distributrici sono tenute a trasmettere al SII l'elenco degli utenti del trasporto, per i quali si siano verificati, ai sensi del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (CTTE), due o più ritardi di pagamento, in relazione alle fatture di ciclo e rettifica con scadenza di pagamento nel semestre precedente;
- Terna è tenuta a trasmettere al SII l'elenco degli utenti del dispacciamento, per i quali risulta che, dagli esiti delle verifiche mensili dell'indice I_0 ai sensi del Regolamento del sistema delle garanzie (allegato A.61), calcolato con riferimento alle fatture scadute nei sei mesi precedenti, questo sia pari a 1;
- il Gestore del SII segnala nell'ambito del SII ai soggetti interessati e via PEC nei confronti del Ministero nel caso ricorrano le condizioni di non regolarità previste dal Regolamento (verificando, tra l'altro, se il venditore si serva ancora dell'utente cui sono stati riscontrate le irregolarità di cui sopra) ai sensi dell'art. 5, commi 3 e 4 del Regolamento, per ciascun periodo di riferimento (semestre o anno nel caso di verifiche effettuate annualmente dalle imprese distributrici aventi meno di 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti). Ciò anche verificando se lo stesso accadimento si sia verificato anche nel precedente periodo di riferimento e, nel caso, segnalando che sono maturate le cause di esclusione dall'Elenco, ai fini dell'avvio del procedimento da parte del Ministero.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Morosità e disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario è stata inizialmente introdotta per il settore elettrico con la delibera 11 dicembre 2009, ARG/elt 191/09, ed è successivamente sostituita dal Testo integrato del sistema indennitario (TISIND, di seguito disciplina a regime del sistema indennitario), approvato con la delibera 3 agosto 2017, 593/2017/R/com, in vigore per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi quattro mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia

alla *Relazione Annuale* 2015). Tale indennizzo, pari – al massimo – alla stima della spesa di quattro mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR} . Ai sensi della delibera 26 luglio 2018, 406/2018/R/com, la suddetta disciplina a regime del sistema indennitario, basata sulla piena implementazione dei relativi processi all'interno del SII, è entrata in vigore a partire dal 1° dicembre 2018 con riferimento al settore elettrico e a partire dal 1° giugno 2019 con riferimento al settore del gas naturale.

Nel settore elettrico, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel luglio 2011 a dicembre 2023 gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso oltre 2 milioni di richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 830,5 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 1.014,8 milioni di euro. Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 a dicembre 2023 gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso quasi 497.000 richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 168,8 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 195,2 milioni di euro. Nel corso del 2023 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media al mese per 23,3 milioni di euro nel settore elettrico e 5,2 nel settore del gas.

TAV. 9.7 *Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo*

SETTORE ELETTRICO	LUG. - DIC. 2011 ^(B)	GEN. - DIC. 2012 ^(B)	GEN. - DIC. 2013 ^{(B), (C)}	GEN. 2014 - FEB. 2015 ^(B)	MAR. - DIC. 2015	GEN. - DIC. 2016	GEN. - DIC. 2017	GEN. - DIC. 2018 ^(D)	GEN. - DIC. 2019	GEN. - DIC. 2020	GEN. - DIC. 2021	GEN. - DIC. 2022	GEN. - DIC. 2023
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7% ^(A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%	31,5%	28,7%	36,7%	46,7%	43,6%	42,3%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%	25,1%	27,1%	30,4%	32,4%	34,0%

SETTORE DEL GAS	GIU. - DIC. 2019 ^(E)	GEN. - DIC. 2020	GEN. - DIC. 2021	GEN. - DIC. 2022	GEN. - DIC. 2023
Nel periodo analizzato	3,6%	29,0%	39,6%	39,1%	39,6%
Cumulate	3,6%	19,3%	27,9%	31,2%	33,0%

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri 0 trimestri. Tale differenza, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).

(B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo in seguito annullate, per errore, a febbraio 2015. Tale fenomeno, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.

(C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.

(D) A novembre 2018 è stata avviata la gestione del Sistema Indennitario nell'ambito del SII ai sensi della delibera 406/2018/R/com.

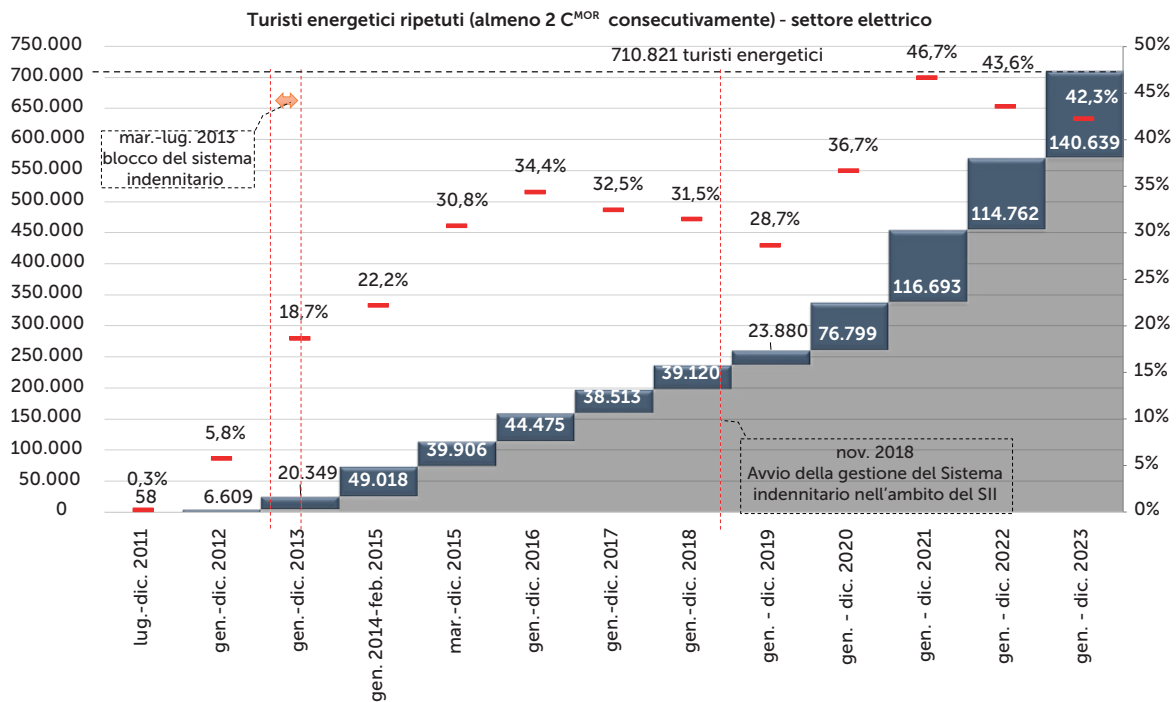
(E) Il Sistema Indennitario entra in operatività nel settore del gas a partire da giugno 2019.

Fonte: Elaborazione dell'Autorità su dati provenienti dal Sistema Informativo Integrato.

Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 7 e i 19 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), dall'entrata in operatività del sistema indennitario in ciascun settore gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo dell'82% nel settore elettrico e dell'86% nel settore del gas.

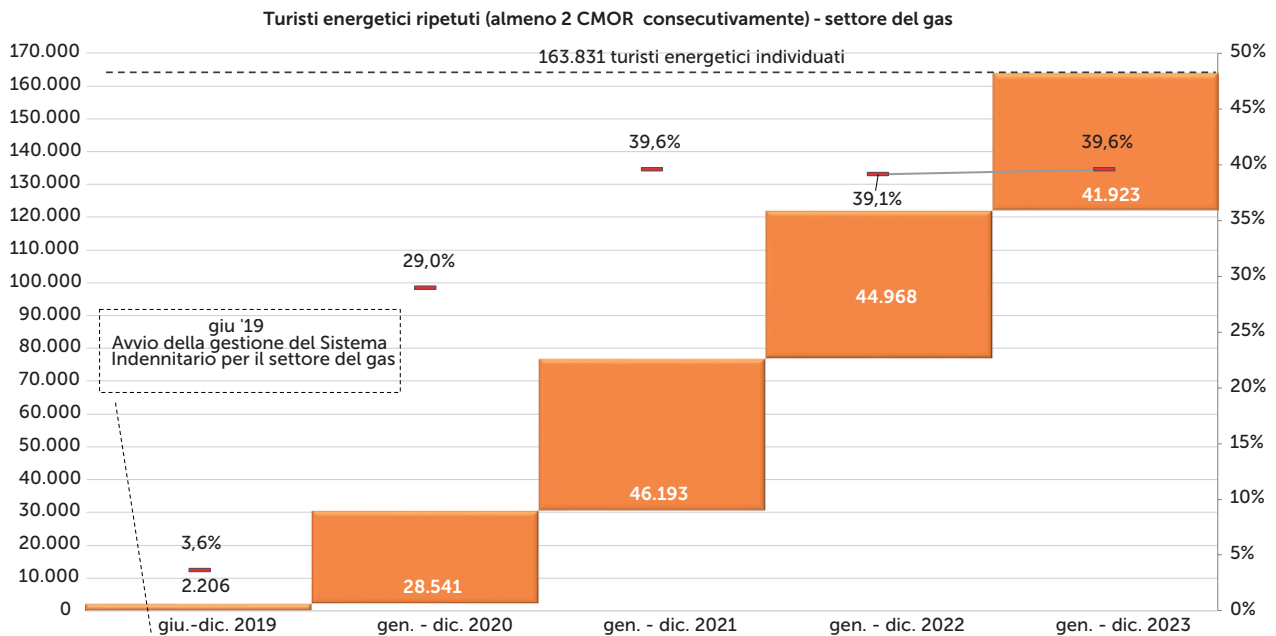
Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto a oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching*, al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nelle figure seguenti.

FIG. 9.4 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.5 Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come, tra gennaio e dicembre 2021, le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevute rappresentino nel settore elettrico il 46,7%, dei nuovi indennizzi

riconosciuti nello stesso periodo; il valore più alto dall'entrata in operatività del sistema indennitario. Nel settore del gas, tale percentuale, per il periodo gennaio-dicembre 2021, è pari al 36,9%.

Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, continua a realizzare delle attività periodiche di verifica e controllo, sia a tappeto sia a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema e a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 109/2017/R/eel, l'Autorità, con la delibera 2 febbraio 2021, 32/2021/R/eel, ha introdotto un apposito meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema (OGdS, da qui in poi) non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici. In particolare, il meccanismo prevede, tra gli altri, che l'utente del trasporto, nel caso il suo contratto fosse stato risolto per inadempimento, abbia diritto al riconoscimento solo degli importi eccedenti agli ammontari non versati alle imprese distributrici; la finalità che l'Autorità ha inteso perseguire è infatti quella di compensare il venditore dei soli OGdS non riscossi presso i clienti finali ma che siano stati effettivamente anticipati all'impresa distributtrice.

Nell'ambito della sessione dell'anno 2022 di partecipazione e liquidazione sono emersi casi di controparti commerciali che hanno richiesto, per il tramite del relativo utente del trasporto, il riconoscimento di OGdS ascrivibili al meccanismo ma che, nel momento in cui operavano in qualità di utente del trasporto, hanno avuto il relativo contratto risolto per inadempimento; per coerenza con la finalità di compensazione dei soli importi non riscossi dai clienti ma anticipati alle imprese distributrici, l'Autorità ha quindi chiarito, con il comunicato agli operatori 15 marzo 2023, pubblicato sul proprio sito *internet*, che anche in questo caso le controparti commerciali hanno diritto al solo saldo di quanto non riscosso e quanto anticipato prevedendo altresì che la CSEA compia le opportune verifiche al fine di assicurare la corretta liquidazione degli ammontari effettivamente dovuti al venditore in tali casi.

Aggiornamenti al Codice di rete per il servizio di distribuzione gas

Con la delibera 465/2017/R/gas l'Autorità aveva avviato un procedimento volto ad aggiornare la disciplina che regola le condizioni di accesso e di erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale.

Nel corso del 2023, con la delibera 6 giugno 2023, 249/2023/R/gas, l'Autorità, in ottemperanza all'obiettivo strategico 25, linea di intervento C, del proprio Quadro Strategico 2022-2025, ha aggiornato tale procedimento attribuendo carattere di priorità alla standardizzazione dei contenuti dei documenti regolatori correlati alle fatture di distribuzione, alla definizione della disciplina delle modalità di fatturazione e delle garanzie ammesse, nonché del loro dimensionamento e della relativa gestione degli inadempimenti. Nell'ambito di tale procedimento, con

il documento per la consultazione 25 luglio 2023, 341/2023/R/gas, l'Autorità ha quindi presentato i propri primi orientamenti in tema di revisione della disciplina delle garanzie e dei pagamenti nell'ambito del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale (CRDG). In particolare, il documento per la consultazione tratta gli orientamenti relativi all'introduzione di una procedura standardizzata per la gestione delle garanzie, all'ampliamento del novero delle garanzie ammissibili, alla quantificazione della garanzia finanziaria, all'adeguamento tempestivo della garanzia a seguito di un aumento rilevante dei punti serviti, alle fidejussioni assicurative e alla modifica della data di scadenza delle fatture. Nel corso del 2024 sono previsti ulteriori interventi di cui si darà conto nella prossima *Relazione Annuale*.

Al contempo, con la determinazione del direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia dell'Autorità 22 dicembre 2023, DSME/4/2023, sono stati definiti gli interventi in merito alla standardizzazione dei contenuti dei documenti regolatori correlati alle fatture di distribuzione. Nello specifico sono state approvate le istruzioni operative che definiscono la struttura dei documenti regolatori contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e il contenuto funzionale e di dettaglio di ogni singola tipologia di documento nonché un documento contenente i dettagli tecnici per la definizione dei tracciati xml di ciascuna fattura e i vincoli previsti, da applicarsi. L'Autorità ha infine disposto una fase di test, verifiche e collaudi dei nuovi standard prevedendo che le imprese di distribuzione e gli utenti della distribuzione completino tutti gli adempimenti funzionali all'adozione dei nuovi standard in modo che l'entrata in esercizio degli stessi sia efficace a decorrere dalla trasmissione al Sistema di Interscambio dell'Agenzia delle entrate dei collegati documenti di fatturazione a partire dal 1° ottobre 2024.

Attuazione delle misure correlate al credito d'imposta per l'energia elettrica e il gas

Nel corso del 2022 sono intervenute molteplici disposizioni normative che hanno introdotto la possibilità per le imprese di usufruire di un credito d'imposta, al verificarsi di determinate condizioni, in considerazione del livello della spesa energetica; tali misure sono state riproposte anche nel corso del 2023 prevedendo nello specifico quanto segue:

- la legge n. 303 del 29 dicembre 2022 (legge di bilancio 2023) ha introdotto disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento al prezzo pagato dalle imprese nel primo trimestre 2023 per parte della fornitura di energia elettrica e gas naturale. Con riferimento a detto periodo il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del quarto trimestre 2022 pagata dall'impresa abbia subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del quarto trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese;
- il decreto legge 30 marzo 2023, n. 34 (DL Aiuti-*quinquies*), ha introdotto, tra le altre, disposizioni relative al credito d'imposta con riferimento al prezzo pagato dalle imprese nel secondo trimestre 2023 relativamente alla fornitura di energia elettrica e gas naturale. Con riferimento a detto periodo il credito d'imposta era usufruibile, relativamente alla fornitura di energia elettrica, per le imprese dotate di contatori di energia elettrica

di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW diverse dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e, relativamente alla fornitura di gas naturale, per le imprese diverse da quelle a forte consumo di gas naturale e per usi energetici diversi dagli usi termoelettrici. Condizione di accesso al credito d'imposta, relativamente alla fornitura di energia, era che il prezzo medio della componente energetica del primo trimestre 2023 pagata dall'impresa abbia subito un incremento del costo per kWh superiore al 30% rispetto al prezzo medio del primo trimestre 2019 mentre, per il gas naturale, la condizione di accesso risultava già verificata nei fatti per tutte le imprese.

Inoltre, come già disposto dal DL Aiuti, dal DL Aiuti-*bis*, dal DL Aiuti-*ter* e dal DL Aiuti-*quater* (per cui si vedano le precedenti *Relazioni Annuali*), la legge di bilancio 2023 e il DL Aiuti-*quinquies* hanno disposto che l'Autorità, entro dieci giorni dalla data di entrata in vigore delle relative leggi di conversione, definisse il contenuto della comunicazione riportante il calcolo dell'incremento di costo della componente energetica e l'ammontare del credito d'imposta per i periodi previsti dalle disposizioni normative che il venditore debba inviare su richiesta del cliente finale. Inoltre, le medesime norme di legge hanno disposto che l'Autorità definisse le sanzioni in caso di mancata ottemperanza alla comunicazione da parte del venditore.

Con le delibere 28 febbraio 2023, 76/2023/R/com, e 13 giugno 2023, 259/2023/R/com, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni previste il cui obbligo è stato posto in capo ai venditori in tema di credito d'imposta definendo:

- gli elementi minimi della comunicazione che il venditore di energia elettrica e il venditore di gas naturale sono tenuti a inviare al cliente richiedente in tema di credito d'imposta;
- che le comunicazioni tra venditori e imprese avvengano per il tramite di posta elettronica certificata ovvero con altra modalità con caratteristica di tracciabilità individuate dal venditore;
- le sanzioni applicabili nei casi di inottemperanza agli obblighi di comunicazione e in particolare il limite edit-tale massimo delle sanzioni nel 2% del fatturato realizzato dal venditore nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio o, in mancanza, dell'ultimo fatturato disponibile, nonché la possibilità di svolgere visite ispettive al fine di verificare il livello di inottemperanza.

Identificazione dei clienti vulnerabili nei mercati dell'energia elettrica e del gas

In attuazione del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 convertito con legge 21 settembre 2022, n. 142 (decreto Aiuti-*bis*), nonché del decreto legislativo 8 novembre 2022, n. 210, convertito con modificazioni dalla legge 20 maggio 2022, n. 51, con la delibera 102/2023/R/gas e 383/2023/eel, l'Autorità ha definito le disposizioni per l'identificazione dei clienti vulnerabili nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, nel rispetto della normativa privacy.

Tale identificazione, in considerazione del superamento del servizio di tutela del gas naturale e del servizio di maggior tutela nel settore elettrico per la generalità dei clienti domestici, è funzionale all'applicazione delle condizioni economiche di cui al servizio di tutela della vulnerabilità nel settore gas e al trasferimento dei clienti al servizio di ultima a cui hanno diritto, con riferimento al settore elettrico.

Nel settore del gas naturale, la delibera 102/2023/R/gas ha previsto:

- con riferimento ai clienti domestici già presenti nel mercato del gas naturale, che il Sistema Informativo Integrato (SII), a decorrere dal mese di luglio 2023, identificasse come vulnerabili i clienti con bonus sociale o con età superiore a 75 anni e ne desse informazione alle rispettive controparti commerciali per i seguiti di competenza e per dare la possibilità ai clienti in possesso degli ulteriori requisiti per essere identificati come vulnerabili, di dichiararsi mediante un'autocertificazione;
- con riferimento all'identificazione dei nuovi clienti in fase pre-contrattuale, a decorrere da gennaio 2024, l'obbligo per le controparti commerciali di informare il cliente in merito alla possibilità di dichiararsi come cliente vulnerabile, anche mediante un'apposita modulistica predisposta.

Nel settore elettrico, la delibera 383/2023/eel ha previsto:

- con riferimento ai clienti domestici già presenti nel mercato dell'energia elettrica, che il SII, a decorrere dal mese di settembre 2023, identificasse come vulnerabili i clienti con bonus sociale per disagio economico o fisico, titolari di un punto di prelievo non disalimentabile o con età superiore a 75 anni e ne desse informazione alle rispettive controparti commerciali per i seguiti di competenza e per dare la possibilità ai clienti in possesso degli ulteriori requisiti per essere identificati come vulnerabili, di dichiararsi mediante un'autocertificazione;
- con riferimento all'identificazione dei nuovi clienti in fase pre-contrattuale, a decorrere da luglio 2024, l'obbligo per gli esercenti il servizio di maggior tutela di verificare la sussistenza dei requisiti di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 210/2021 e per gli esercenti il servizio a tutele gradualità (STG) di informare i clienti che in presenza di uno o più dei requisiti per la vulnerabilità, certificabili dal cliente mediante apposita modulistica, il servizio di ultima istanza a cui si ha diritto è il servizio di tutela della vulnerabilità;
- con riferimento ai casi di attivazione del servizio di ultima istanza da parte del SII, che gli esercenti il STG informino i clienti della necessità di identificarsi come vulnerabili, in quanto soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della legge 104/1992, ai fini dell'attivazione del corretto servizio di ultima istanza per essi previsto.

Procedura di *switching* in caso di uscita dal servizio di salvaguardia dell'energia elettrica

Con la delibera 31 gennaio 2023, 29/2023/R/eel, al fine di permettere ai clienti del servizio di salvaguardia che trovano un fornitore nel mercato libero di ridurre al minimo necessario l'applicazione delle condizioni economiche del servizio, condizioni che trasferiscono sul cliente finale i livelli dei parametri Ω (risultati notevolmente maggiori rispetto a quelli applicati ai clienti finali in salvaguardia fino al 31 dicembre 2022, in esito alle procedure concorsuali per l'individuazione dei soggetti esercenti il servizio per il biennio 2023-2024), l'Autorità ha disposto un intervento urgente che estendesse a tutti i clienti finali serviti in salvaguardia che hanno sottoscritto un contratto di mercato libero la c.d. procedura di *switching veloce* che consente la decorrenza tempestiva del nuovo contratto a condizioni di libero mercato, a partire da qualsiasi giorno del mese.

Sistema informativo integrato (SII)

Allineamento dei dati anagrafici dei clienti domestici propedeutico al trasferimento agli esercenti il servizio di tutele gradualità

Nell'ambito delle attività finalizzate a consentire una gestione ottimale di un passaggio importante per l'apertura della concorrenza, ma anche delicato per la numerosità dei consumatori finali coinvolti, quale l'avvio del servizio a tutele gradualità (STG) per i clienti domestici non vulnerabili del settore elettrico, l'Autorità ha approvato la delibera 5 dicembre 2023, 576/2023/R/eel, a seguito del documento per la consultazione 461/2023/R/eel, in cui sono stati delineati gli orientamenti in merito ad una fase di verifica massiva preventiva dei dati presenti nel Registro Centrale Ufficiale (RCU), da parte degli esercenti la maggior tutela, e ad una modalità di gestione dei disallineamenti che contempli anche un meccanismo di indennizzi automatici a carico degli esercenti la maggior tutela e a beneficio dei nuovi esercenti il STG, a seguito del trasferimento dei clienti finali.

In particolare, la delibera 576/2023/R/eel ha previsto che:

- per agevolare la fase di verifica da parte degli esercenti la maggior tutela, il Gestore del SII, adottando le necessarie misure di sicurezza, metta a disposizione di ciascun esercente una fotografia dei punti di prelievo nella titolarità dei medesimi, che contenga i dati necessari alla fatturazione e al contatto dei clienti;
- in esito alla fase di verifica ed eventuale allineamento dei dati presenti in RCU, l'esercente la maggior tutela possa produrre e mettere a disposizione dell'esercente subentrante un file denominato "*file di controllo*", che dia evidenza delle attività di verifica ed eventuale allineamento svolte dall'esercente la maggior tutela per ciascun punto di prelievo nella propria titolarità;
- con riferimento ai punti di prelievo per i quali non siano messe a disposizione le informazioni di cui al *file di controllo*, la messa a disposizione dell'esercente subentrante di una procedura di segnalazione relativa alla gestione dei disallineamenti, che contempli anche un sistema di indennizzi a carico degli esercenti la maggior tutela uscenti.

Centralizzazione delle richieste di prestazioni tecniche

Nel corso del 2023 ha trovato ulteriore attuazione il percorso di graduale implementazione e centralizzazione nell'ambito del SII dei processi commerciali e delle prestazioni attinenti ad attività più tecniche, funzionali alla gestione delle forniture di energia elettrica. In particolare, ha trovato attuazione la gestione centralizzata nell'ambito del SII delle richieste di sospensione della fornitura per morosità e di successiva riattivazione, di cui alla delibera 638/2022/R/eel, a decorrere dal 1° dicembre 2023.

Al contempo, anche attraverso incontri del gruppo di lavoro dedicato alla standardizzazione dei flussi informativi tra operatori con la partecipazione delle maggiori associazioni del settore elettrico, sono stati effettuati ulteriori

approfondimenti in relazione alla centralizzazione nell'ambito del SII della gestione delle prestazioni di attivazione di un punto di prelievo nuovo o precedentemente disattivato e di disattivazione.

Meccanismi dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario in acconto

Nell'ambito del meccanismo dei TEE, è assegnata all'Autorità la competenza della determinazione del contributo tariffario da riconoscere per ciascun anno ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico, secondo le regole attualmente definite con la delibera 14 luglio 2020, 270/2020/R/efr.

Per effetto delle modifiche successivamente intervenute, da ultimo con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021, la disciplina dei TEE stabilita dal decreto interministeriale 11 gennaio 2017 attualmente prevede, tra l'altro, che *"ferma restando la scadenza dell'anno d'obbligo, fissata al 31 maggio dell'anno successivo, ai fini dell'adempimento degli obblighi"*, i distributori possano trasmettere i TEE posseduti anche entro il 30 novembre di ciascun anno, nell'ambito della cosiddetta sessione di acconto.

La regolazione dell'Autorità ha da subito previsto che in tale occasione fosse prevista l'erogazione di un contributo tariffario in acconto, inizialmente pari a 200 €/TEE, per ogni TEE utilizzato dai distributori; il conguaglio relativo a tale quantità avviene al termine dell'anno d'obbligo, contestualmente all'erogazione del contributo finale, alla conclusione delle verifiche da parte del GSE.

Nel periodo in esame, è emersa l'opportunità di rivedere tale contributo tariffario in acconto, al fine di evitare che quote rilevanti dei costi sostenuti per ottemperare agli obiettivi entro il mese di novembre venissero riorotate solo con l'erogazione del saldo finale del contributo tariffario alla conclusione dell'anno d'obbligo. In esito al documento per la consultazione 3 agosto 2023, 382/2023/R/efr, quindi, con la delibera 10 ottobre 2023, 454/2023/R/efr, l'Autorità ha quindi adeguato il contributo tariffario unitario in acconto, prevedendo due diversi valori:

- un valore pari al contributo unitario complessivamente erogato nell'anno d'obbligo precedente, da applicare al massimo a una quantità di TEE pari al 50% dell'obiettivo del solo anno corrente,
- un valore pari a 240 €/TEE, per la restante quantità, comprendente anche le eventuali porzioni degli obiettivi degli anni precedenti non ancora ottemperate ai sensi della normativa.

Tale modifica, a valere per la prima volta con riferimento alla sessione di acconto dell'anno d'obbligo 2023, consente un ristoro significativo delle spese sostenute dalle imprese per l'ottenimento dei TEE limitandone l'esposizione finanziaria e stimola altresì le stesse imprese ad anticipare gli obiettivi nella prima metà dell'anno d'obbligo, contribuendo a un mercato dei TEE maggiormente omogeneo, continuando al contempo a minimizzare il rischio teorico di conguagli negativi alla fine dell'anno d'obbligo.

Determinazione del contributo tariffario

Con il decreto del Ministro della transizione ecologica 21 maggio 2021 di cui sopra sono stati definiti, tra l'altro, nuovi obiettivi di risparmio energetico da conseguire da parte dei distributori soggetti agli obblighi sino all'anno d'obbligo 2024.

Con la delibera 25 luglio 2023, 340/2023/R/efr, sono stati definiti i valori del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2022, secondo le regole definite con la citata delibera 270/2020/R/efr. In particolare, in considerazione dei risultati degli scambi di TEE avvenuti sul mercato e tramite accordi bilaterali nel periodo intercorrente tra l'inizio e il termine di tale anno d'obbligo (1° giugno 2022-31 maggio 2023), delle quantità di TEE complessivamente nella disponibilità degli operatori alla medesima data del 31 maggio 2023 e dell'obiettivo specifico aggiornato, sono stati determinati:

- il valore del contributo tariffario unitario, pari a 250,00 €/TEE;
- il valore del corrispettivo addizionale unitario, pari a 0,68 €/TEE.

Il valore del corrispettivo addizionale unitario è, in particolare, correlato alla effettiva disponibilità di TEE per ottemperare agli obiettivi ovvero alla differenza tra:

- l'obiettivo specifico aggiornato per l'anno d'obbligo 2022, pari a 2.966.502 TEE;
- la somma della quantità di TEE complessivamente presente sui conti proprietà e nella disponibilità degli operatori alla data del termine dell'anno d'obbligo 2022, pari a 2.111.714 TEE, e dei TEE annullati nella sessione di acconto del novembre 2022, pari a 538.773 TEE.

Il valore del corrispettivo addizionale unitario è risultato sensibilmente inferiore rispetto al corrispettivo addizionale unitario definito per l'anno d'obbligo precedente, in particolare per effetto della minore differenza tra obiettivo annuale da ottemperare ed effettiva disponibilità dei TEE; è peraltro risultato erogabile ai sensi delle Regole per la determinazione del contributo tariffario dal momento che la media, ponderata per le relative quantità, dei prezzi medi dei titoli scambiati sul mercato in ciascuna sessione nel periodo compreso tra l'inizio e il termine dell'anno d'obbligo 2021 è risultata maggiore del valore di 250,00 €/TEE.

Ripartizione degli obiettivi di risparmio energetico

Nel periodo in esame nella presente *Relazione Annuale*, oltre a quanto già illustrato, è stato necessario provvedere all'individuazione dei distributori di energia elettrica o gas naturale soggetti agli obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2023 e alla ripartizione tra essi degli obiettivi definiti dal decreto Ministero della transizione ecologica 21 maggio 2021.

Sono state mantenute le modalità facilitate di raccolta dei dati già adottate negli anni precedenti che permettono di ridurre gli oneri in capo ai soggetti regolati dal momento che, anziché procedere con una raccolta dati *ad hoc*, la determinazione avviene sulla base del numero di clienti allacciati alle reti e dei quantitativi di energia elettrica e di gas distribuiti già comunicati all'Autorità nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, condotta ai sensi

della legge istitutiva. Tali dati sono stati condivisi con gli operatori mediante il Comunicato agli operatori pubblicato sul sito *internet* dell'Autorità in data 11 ottobre 2023 e, come usuale, è stato previsto che gli operatori potessero far pervenire eventuali rettifiche dei dati dagli stessi già trasmessi e ivi riportati. In esito a tale comunicato e decorso il tempo ivi previsto, con la determina del direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia 3/2023, sono stati quindi determinati i distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi e i corrispondenti valori quantitativi.

Monitoraggio *retail*

Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori, con riferimento al mercato della vendita alla clientela di massa, con il Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR). Per l'anno 2022, il Rapporto 25 luglio 2023, 342/2023/II com (Rapporto 2022), illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo ove possibile l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal primo anno di monitoraggio, ovvero il 2012. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2022 analizza i dati raccolti in materia di:

- dinamiche concorrenziali;
- offerte e prezzi;
- qualità del servizio di vendita;
- qualità della fatturazione;
- morosità.

All'interno di ciascuna area tematica i risultati sono analizzati, ove necessario, separatamente per settore e tipologia di cliente, tenuto conto della disomogeneità nei livelli di maturità e concorrenzialità raggiunti tra i vari segmenti di clientela.

Il Rapporto 2022 è redatto dall'Autorità nell'ambito dell'attività di regolare e sistematica osservazione delle condizioni di funzionamento del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale.

Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2022 nei precedenti Rapporti, dati e analisi del monitoraggio *retail*, unitamente a nuovi indicatori in corso di definizione, sono pubblicati sulla pagina web del Monitoraggio *retail* del sito dell'Autorità.

Molti dati afferenti ai punti serviti e ai cambi fornitore dei clienti che in precedenza erano trasmessi dagli operatori sono stati trasmessi dal Gestore del SII, che, tramite l'Ufficio del monitoraggio *retail*, ha supportato l'elaborazione di detti dati. La trasmissione dei dati da parte di soggetti differenti implica anche che gruppi di dati siano resi disponibili con frequenze e tempestività disomogenee tra loro. Ne consegue che, nonostante per alcuni fenomeni sia possibile pubblicare informazioni molto recenti sulla pagina web del monitoraggio *retail*, il rapporto annuale di monitoraggio analizza in maniera completa e coerente tutti i fenomeni monitorati relativi a un medesimo anno, appena si rendano tutti disponibili.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2022 in primo luogo confermano per i clienti MT altri usi del settore elettrico l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione è in aumento ma ancora compatibile con condizioni di effettiva concorrenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta e in aumento rispetto all'anno precedente. Pertanto, anche per tale anno, è possibile affermare che il funzionamento del mercato, con riferimento al segmento di clienti MT altri usi, non richieda interventi regolatori specifici.

Per i clienti BT altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano alcuni incoraggianti segnali di vivacità, ma anche altri aspetti di attenzione. Tali segnali sono meritevoli di verifica nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri, soprattutto con riferimento all'evoluzione della concentrazione e alla dinamicità dei clienti finali.

Per i clienti domestici del settore elettrico e i domestici e condomini del settore del gas, nonostante i miglioramenti emersi soprattutto in termini di dinamicità dei clienti, permangono tuttora le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. In dettaglio, attenzione va posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione, al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela e a un non ancora sufficiente livello di capacitazione del cliente "medio" di tali tipologie nell'agire convenientemente nel mercato.

Per entrambi i settori, gli elementi sopra riportati, relativi alla configurazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenuti in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/2017, che prevede la rimozione dei regimi di tutela, come illustrato nei paragrafi introduttivi del presente Capitolo. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

Infine, ricordiamo che il sistema di monitoraggio *retail* continua a evolversi in modo da sfruttare le potenzialità del SII in maniera sempre più ampia e completa, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 7 maggio 2019, 173/2019/A, finalizzato a:

- ampliare e aggiornare i fenomeni monitorati, anche in ragione degli importanti cambiamenti che si stanno attuando nei mercati *retail* dell'energia e del gas naturale;
- incrementare il dettaglio delle informazioni disponibili;
- definire nuove modalità di pubblicazione e reportistica, che consentano maggiore tempestività e fruibilità dei dati monitorati, nell'ambito delle quali rientra lo sviluppo e l'accrescimento della pagina web del sito dell'Autorità dedicata al monitoraggio *retail*; su tale pagina sono pubblicati grafici e infografiche in formato *open data*, aggiornati anche a date più recenti e con un dettaglio differente da quanto contenuto nei Rapporti annuali. I grafici e le infografiche del monitoraggio *retail*, infatti, sono aggiornati nel corso dell'anno, man mano che i dati si rendono disponibili;
- alleggerire gli oneri informativi a carico degli operatori;
- coerentemente, riorganizzare le attività e le strutture preposte al monitoraggio *retail*, in considerazione della crescente importanza e significatività delle informazioni rinvenienti dal SII, anche in modo da sfruttare il potenziale informativo del SII, riducendo gli oneri informativi per gli operatori, anche circa dati e informazioni funzionali allo svolgimento di ulteriori attività istituzionali dell'Autorità.

Nell'ambito dell'evoluzione del sistema di monitoraggio *retail*, al fine di ridurre le asimmetrie informative tra operatori, rendere più efficaci la collaborazione con le altre Istituzioni del Paese ed europee e favorire la ricerca anche accademica, l'Autorità ha reso disponibile uno strumento di consultazione dei consumi medi di energia elettrica dei clienti domestici rilevati mensilmente.

Lo strumento è consultabile alle pagine web:

- Analisi dei consumi dei clienti domestici, per il settore elettrico;
- Analisi dei consumi dei clienti domestici, per il settore del gas naturale.

Sono ivi disponibili dati mensili, per gli anni solari a partire dal 2021, per il settore elettrico, e per gli Anni Termici a partire dal 2021-2022, per il settore del gas su:

- il prelievo medio mensile, in kWh di energia elettrica o in Smc di gas naturale, rilevato per tutti i clienti domestici;
- per il settore elettrico, la ripartizione del consumo per fasce, in %, con riferimento ai clienti domestici trattati per fasce, e il prelievo medio orario, in kWh, rilevato per i clienti domestici trattati orari e la distinzione per classe di potenza e l'eventuale residenza del cliente finale.
- per il settore del gas naturale, la ripartizione per zona climatica e la distinzione e classe di consumo.

I dati possono essere interrogati selezionando la regione, la provincia e il mercato. Le elaborazioni sono condotte da ARERA sulla base dei dati di misura messi a disposizione dalle imprese distributrici tramite il SII. Lo strumento sarà ampliato al fine di rendere disponibili in consultazione i consumi dei clienti non domestici del settore elettrico.

Inoltre, si rafforza l'utilizzo dei dati estratti dal SII anche nell'ambito di attività di *enforcement* della regolazione.

In aggiunta al Rapporto annuale di monitoraggio *retail*, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 2, comma 6, del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 31 dicembre 2020, recante "Prime modalità per favorire l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero dell'energia elettrica e del gas" (di seguito: decreto ministeriale 31 dicembre 2020), l'Autorità è tenuta a trasmettere al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (ex Ministro della transizione ecologica o Ministro dello sviluppo economico, e di seguito: MASE) e alle Commissioni parlamentari competenti un Rapporto di monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo ai seguenti aspetti:

- azioni di cambio di fornitore, a livello nazionale e regionale;
- evoluzione del comportamento dei clienti finali, con l'esposizione dei risultati delle periodiche indagini demoscopiche, indirizzata ai clienti domestici e non domestici a livello nazionale, finalizzate a rilevare e misurare i comportamenti, le percezioni e le scelte dei medesimi clienti finali nel mercato liberalizzato dell'energia elettrica e del gas;
- andamento dei prezzi offerti ai clienti finali, con l'analisi delle offerte disponibili sul Portale Offerte, la spesa annua che alcuni clienti tipo otterrebbero consultando il Portale Offerte in ciascun mese dell'anno, nonché approfondimenti effettuati sui clienti che hanno cambiato fornitore nel corso dell'anno;
- trasparenza e pubblicità delle offerte e dei servizi connessi, in merito agli specifici controlli relativi alle offerte pubblicate nel Portale Offerte che l'Autorità effettua, anche attraverso il Gestore del SII;
- valutazione circa l'introduzione di misure regolatorie volte a rafforzare l'efficacia degli strumenti per la confrontabilità delle offerte.

Ai sensi del medesimo decreto, il Rapporto di monitoraggio deve essere elaborato utilizzando le informazioni provenienti dal SII ogni sei mesi a decorrere dal 1° luglio 2021 e fino al 31 dicembre 2022 (di seguito: successivi aggiornamenti del Rapporto di monitoraggio al MASE) ed è trasmesso al MASE e alle Commissioni parlamentari competenti.

In data 27 luglio 2021, 1° febbraio 2022 e 31 gennaio 2023, l'Autorità ha inviato i rapporti di monitoraggio al MASE, rispettivamente Rapporto 327/2021/I/com, 37/2022/I/com, 30/2023/I/com, e 343/2023/I/com e 59/2024/I/com. Le analisi ivi contenute si concentrano sui clienti aventi diritto alla maggior tutela nel settore elettrico, domestici e altri usi connessi in bassa tensione, e al servizio di tutela nel settore del gas naturale, domestici e condominio uso domestico con consumo fino a 200.000 S(m³)/anno.

Servizi di contatto delle aziende di vendita di energia elettrica e gas

I servizi di contatto delle imprese di vendita di energia elettrica e gas, principalmente garantiti tramite i *call center*, sono i servizi attraverso i quali i clienti possono mettersi in contatto con i fornitori di energia per richiedere informazioni, assistenza, gestire i contratti e i pagamenti, segnalare problemi o sporgere reclami. Rappresentano un pilastro fondamentale per fornire assistenza tempestiva ai clienti che necessitano di contattare il proprio venditore. Questi servizi possono includere l'assistenza online tramite chat o e-mail, punti di vendita fisici, *app*, *mobile* o *social media*. Le disposizioni regolatorie in vigore nel Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale¹⁶ (di seguito: TIQV) disciplinano la qualità dei servizi telefonici, permettendo di monitorare la qualità del servizio per assicurare una tutela di base ai clienti finali, ma lasciando, al contempo, libere le aziende di offrire servizi complementari per l'assistenza della clientela. Ai venditori è concessa ampia discrezionalità sulle scelte organizzative del servizio di *call center*, in modo che ciascun operatore possa modularlo in funzione delle esigenze della propria clientela, nel rispetto degli obblighi minimi e degli standard generali per i servizi telefonici validi per tutti i venditori.

Per i venditori che servono meno di 10.000 clienti e con almeno l'85% dei clienti serviti in tre comuni limitrofi è prevista una disciplina semplificata (art. 2, comma 2.4, del TIQV), considerato che in questi casi il cliente, di norma, entra in contatto diretto con il venditore tramite gli sportelli presenti sul territorio.

L'Autorità verifica annualmente lo stato della qualità dei servizi telefonici sulla base dei dati trasmessi annualmente dai venditori di maggiori dimensioni, ai sensi degli artt. 30 e 32 del TIQV, riportati nel Capitolo 2 del Volume 1, nell'ambito del paragrafo dedicato alla qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita di energia elettrica e gas.

Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici per le aziende di maggiori dimensioni (con più di 50.000 clienti) si avvale anche di un'indagine di soddisfazione di *call back* rivolta ai clienti elettrici e gas che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico.

L'indagine ha l'obiettivo di acquisire direttamente dai clienti che hanno chiamato i *call center* un giudizio complessivo in relazione alla chiamata effettuata e una valutazione del loro grado di soddisfazione in relazione ai principali fattori di qualità del servizio, che aiutano le aziende a migliorare il servizio telefonico.

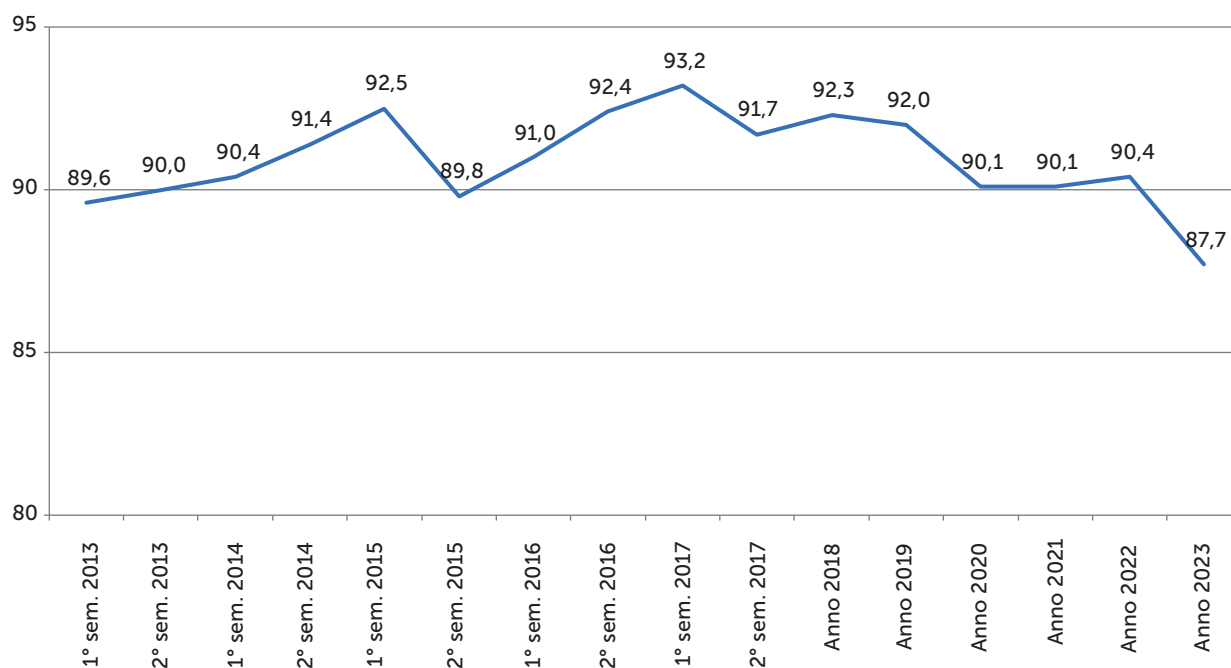
¹⁶ Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

L'indagine relativa all'anno 2023 (le cui istruzioni operative sono state approvate con la determina del Direttore della Direzione Consumatori e Utenti dell'Autorità 7 novembre 2023, n. 7) ha coinvolto 35 imprese di vendita (imprese con più di 50.000 clienti e che ricevono, in media, almeno 400 chiamate al giorno), che rappresentano 49,5 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari al 93,22% dei clienti complessivi, rispetto ad un totale di 51 aziende, che trasmettono i dati TIQV, per 53,1 milioni di clienti elettrici e gas.

Nell'ambito dell'indagine sono state effettuate 17.711 interviste telefoniche.

L'indice di soddisfazione complessivo (ICS) (Fig. 9.6), risultato dell'indagine effettuata tra dicembre e gennaio 2024, è in peggioramento rispetto all'anno precedente, registrando un valore pari a 87,7 (-2,7). Il livello dell'ICS, che si attesta su valori tra i più bassi registrati tra gli ultimi anni, è dovuto principalmente ad una maggior insoddisfazione espressa dai clienti rispetto alla capacità di risolvere il problema (12,21%), che si riscontra soprattutto tra coloro che hanno dovuto chiamare più volte per la stessa questione e che hanno ricevuto risposte poco chiare (8,8%) o, nel caso di più chiamate, risposte non coerenti tra loro. Infine, maggior rilevanza assume il tempo di attesa per trovare la linea libera, che ha registrato (7,8%) maggior insoddisfazione nel giudizio da parte dei clienti rispetto al passato. In particolare, l'ICS di coloro che hanno chiamato per un reclamo è pari a 68, mentre risulta 91,3 per coloro che hanno chiamato per richiedere un'informazione, 88,5 per coloro che hanno chiamato per assistenza in merito ad una pratica, e 80 per coloro che hanno chiamato per la risoluzione di un problema. L'ICS risente anche dell'insoddisfazione dichiarata da coloro che hanno dovuto richiamare per riuscire a parlare con un operatore: 81,5, a fronte di 90 per coloro che sono riusciti a parlare con l'operatore al primo tentativo.

FIG. 9.6 *Indice di soddisfazione – Servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2013-2023)*



Fonte: ARERA, Indagine sulla qualità dei call center.

L'indagine fornisce una serie di informazioni sui motivi delle chiamate ai call center. Dalle interviste effettuate emerge che nel 52,2% dei casi (47,1% nel 2022) si tratta di richieste di informazioni generiche, nel 27,3% (30,2%

nel 2022) di richieste relative ad una specifica pratica, nel 16,6% (18,7% nel 2022) di chiamate volte a risolvere un problema e nel 3,8% dei casi (4% nel 2022) di chiamate relative a un reclamo (0,1% per altro). Il 73,6% degli intervistati (76,5% nel 2022) è riuscito a parlare con un operatore al primo tentativo, mentre il 26,4% (23,5%) è stato intervistato per una chiamata successiva alla prima.

Il dato relativo ai clienti che si sono rivolti ad un *call center* e hanno ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata risulta in lieve diminuzione (78,6%; 79,4% nel 2022); il 21,4% dei clienti (20,6% nel 2022) ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva. Tra questi, in netto aumento il dato relativo a coloro che hanno dichiarato di aver ottenuto risposte poco o per nulla coerenti (36,6% rispetto al 31,6% nel 2022).

La capacità di risolvere il problema (30%), il tempo di attesa per trovare la linea libera (26,5%) e la chiarezza delle risposte fornite (16,3%) risultano essere i fattori che, a giudizio dei clienti, rivestono un'importanza maggiore per valutare la qualità del servizio fornito dal *call center* (Tav. 9.8).

TAV. 9.8 Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza e insoddisfazione (2023)

FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO TELEFONICO	PESO 2023	INSODDISFAZIONE %
Capacità di risolvere rapidamente il problema	30	12,21
Tempo per trovare la linea libera	26,5	7,8
Chiarezza delle risposte	16,3	8,8
Cortesìa dell'operatore	12,2	3,1
Semplicità del sistema di risposte automatiche	10	7,3
Tempo di attesa per parlare con l'operatore	5	7

Fonte: ARERA, indagine di soddisfazione sulla qualità dei servizi telefonici.

La capacità di risolvere il problema (12,21%), il tempo di attesa per trovare la linea libera (7,8%) e la chiarezza delle risposte (8,8%) sono i fattori che più pesano in termini di insoddisfazione. In particolare, i giudizi di insoddisfazione sul tempo di attesa hanno determinato il peggioramento dell'indice, avendo questo fattore totalizzato un peso doppio rispetto all'anno precedente. Questi profili sono comunque quelli sui quali i venditori devono porre maggiore attenzione per venire incontro alle esigenze dei clienti e accrescere il grado di gradimento per il prossimo futuro.

Per completare il quadro dei servizi di *customer care*, il TIQV richiede che i venditori comunichino all'Autorità anche le informazioni facoltative utili a rappresentare la varietà degli strumenti di contatto, ulteriori rispetto al contatto telefonico, messi a disposizione dei clienti, per ottenere informazioni o gestire pratiche, anche in orari e giorni in cui gli operatori dei servizi telefonici non sono disponibili.

Per l'anno 2023, su un totale di 51 aziende che hanno trasmesso i dati all'Autorità ai sensi dell'articolo 30 del TIQV:

- 30 operatori hanno dichiarato di mettere a disposizione dei clienti, oltre a un *call center*, anche sportelli territoriali o negozi dove i clienti possono recarsi fisicamente per ottenere informazioni e assistenza sulle forniture energetiche e i servizi aggiuntivi;

- 28 aziende hanno attivi canali informativi accessibili sul web attraverso i quali i clienti possono reperire informazioni sul proprio contratto, gestire le proprie pratiche, effettuare pagamenti;
- 26 aziende hanno sviluppato e messo a disposizione servizi attraverso applicazioni specifiche per smartphone (*app*, servizi *social*, ecc.);
- 16 aziende hanno arricchito la gamma dei canali di contatto con assistenti virtuali e consulenti digitali, garantendo la possibilità di contattare il fornitore attraverso sistemi di messaggistica istantanea per dispositivi mobili multiplatforma.

Analizzando ulteriormente il risultato dell'indagine di soddisfazione, e in particolare le aspettative rispetto alle modalità di erogazione del servizio di *call center*, è stato chiesto ad una quota dei rispondenti (circa il 17,1%, pari a 2.925 clienti) di esprimere una preferenza sullo sviluppo da parte delle aziende dei canali di contratto telefonici o servizi digitali oppure di sportelli sul territorio. Il 53,2% ha indicato la propria preferenza per lo sviluppo dei canali indiretti, e in particolare il 35,7% dei rispondenti preferisce gli sportelli sul territorio, mentre l'11% non ha espresso preferenza per un canale specifico. Infine, il 79,1% dei rispondenti ha dichiarato che ha utilizzato il *call center* perché è il canale più comodo, mentre il 20,9% avrebbe preferito recarsi ad uno sportello ma non aveva alternative.

Complessivamente, l'indagine sui servizi telefonici erogati ai clienti, effettuata nell'anno 2023, ha permesso di verificare che tali servizi continuano a rappresentare un elemento centrale della qualità complessiva dei servizi di vendita e di *customer care* degli operatori elettrici e gas; anche se la *performance* registrata dalle aziende coinvolte dall'indagine si è ridotta rispetto ai livelli registrati negli anni precedenti, risulta comunque di livello qualitativo elevato. I risultati forniti dall'indagine devono rappresentare uno stimolo per le aziende al miglioramento dei fattori ritenuti più rilevanti dai clienti in base alle preferenze raccolte presso gli stessi e al giudizio sul livello di soddisfazione rispetto all'utilizzo effettivo di tale servizio.



CAPITOLO

10



**TUTELA
DEI CONSUMATORI**

INTERSETTORIALE





Richieste di informazioni, reclami e controversie di clienti e utenti finali

Nel 2023 si conferma la tendenza, già registrata nel 2022, di crescita dei volumi di richieste – scritte e telefoniche – in ingresso allo Sportello per il consumatore energia e ambiente (Sportello) per l’attivazione dei diversi servizi da parte di clienti e utenti finali dei settori regolati. Come evidenziato nella successiva tavola 10.1, si assiste, infatti, a un incremento delle chiamate pervenute al *call center* dello Sportello in orario di servizio, che si attestano, per tutti i settori, a oltre 1.500.000 (+ 23% rispetto al 2022) nonché all’aumento pressoché generalizzato delle richieste scritte volte ad attivare gli strumenti di supporto per la gestione di specifiche problematiche – come le procedure speciali risolutive nei settori energetici (+ 40% rispetto al 2022) – o di risoluzione delle controversie di tipo conciliativo (le domande al Servizio conciliazione sono aumentate di oltre 8.300 unità da un anno all’altro).





Per dare un ordine di grandezza relativamente ai volumi di controversie oggetto di procedure conciliative nel 2023, considerando che le stesse sono di norma attivabili a seguito di mancata soluzione delle problematiche mediante reclamo all’ercente, con riferimento alle procedure monitorate dall’Autorità, si registrano poco meno di 28.000 domande di conciliazione rivolte da clienti finali domestici e non domestici ai venditori dei settori energetici (circa 26.000 afferenti al Servizio conciliazione dell’Autorità; le altre relative agli Organismi ADR iscritti nell’Elenco ADR tenuto dall’Autorità ai sensi del titolo II-*bis*, parte V, del Codice del consumo). Con riferimento al medesimo periodo, si registrano oltre 520.000 reclami trasmessi dai clienti finali ai predetti venditori e rendicontati da quest’ultimi all’Autorità nell’ambito delle raccolte dati in tema di qualità commerciale della vendita.

In diminuzione, invece, le richieste scritte di informazioni nei settori energetici (-10% rispetto al 2022) e, a seguito degli interventi regolatori volti a estendere il tentativo obbligatorio di conciliazione anche nel settore idrico, di cui in seguito, i reclami di secondo livello per tale settore (-3%).

TAV. 10.1 Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio conciliazione per i settori energia elettrica, gas, idrico, termocalore e rifiuti (2023)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2023	Δ vs 2022
Informazioni telefoniche e scritte sui settori regolati	Chiamate al <i>call center</i> 800166654 (pervenute in orario di servizio)		1.494.378	+ 24%
			52.431	+ 4%
	Richieste scritte di informazioni (*)		49.930	- 10%
			4.820	+ 111%
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		44.929	+ 7%

(segue)

ATTIVITÀ E SETTORI			ANNO 2023	Δ vs 2022
Risoluzione extragiudiziale delle controversie e strumenti di supporto per la gestione di specifiche problematiche	Domande al Servizio conciliazione	 (conciliazione obbligatoria)	28.693	+ 36%
		 (conciliazione obbligatoria dal 30 giugno 2023) (**)	3.984	+ 23%
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		31.638	+ 40%
	Reclami di secondo livello (***)		7.194	- 3%
Gestione transitoria delle comunicazioni degli utenti finali del settore dei rifiuti			230	+ 8%

(*) Include le istanze scritte che lo Sportello ha riscontrato fornendo informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (c.d. "reclami reindirizzati in conciliazione").

(**) Per i settori idrico e telecalore sono state presentate 1.884 domande dal 1° gennaio 2023 al 29 giugno 2023 in regime di disciplina transitoria (delibere 1° febbraio 2018, 55/2018/E/idr e 15 dicembre 2020, 537/2020/E/tr) e 2.100 domande dal 30 giugno 2023 al 31 dicembre 2023 a seguito dell'operatività del tentativo obbligatorio di conciliazione (delibera 30 maggio 2023, 233/2023/E/com).

(***) Dal 30 giugno 2023 per le sole problematiche in tema di bonus sociale idrico.

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Sportello per il consumatore energia e ambiente e Servizio conciliazione.

Per quanto riguarda l'attività regolatoria del 2023 afferente al c.d. "sistema di tutele per l'*empowerment* e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati", giova innanzitutto segnalare che l'Autorità, con la delibera 30 maggio 2023, 233/2023/E/com, ha disposto l'applicazione, a regime, del TICO (Testo Integrato Conciliazione), già efficace per i settori energetici, anche ai settori idrico e del telecalore, così completando il percorso graduale avviato, rispettivamente, nel 2018 e nel 2021, per l'estensione a tali settori del suddetto sistema di tutele. In particolare, come sopra accennato, a decorrere dal 30 giugno 2023, l'Autorità ha stabilito, fra l'altro, l'operatività del tentativo obbligatorio di conciliazione, quale condizione di procedibilità dell'azione giudiziale per gli utenti finali dei settori idrico e del telecalore e l'obbligo partecipativo dinanzi al Servizio conciliazione per tutti gli operatori e i gestori dei medesimi settori. Il reclamo di seconda istanza presso lo Sportello, dal 30 giugno 2023, è utilizzabile dagli utenti finali per la sola gestione delle problematiche afferenti al bonus sociale idrico. Sempre con riferimento al sistema di tutele in argomento, con delibera 28 dicembre 2023, 621/2023/E/rif è stato, invece, avviato un procedimento per la graduale estensione di tale sistema anche al settore dei rifiuti, tenuto conto delle specificità di quest'ultimo, anche sotto il profilo della tipologia di problematiche e controversie degli utenti finali di tale settore, e dell'evoluzione regolatoria, ferma restando la gestione temporanea e il monitoraggio delle comunicazioni degli utenti medesimi già effettuata oggi dallo Sportello ai sensi della delibera 197/2018/R/rif.

Per quanto concerne, invece, l'attività di monitoraggio ed *enforcement* riguardante il corretto adempimento, da parte degli operatori e dei gestori, degli obblighi previsti dai provvedimenti che regolamentano i servizi di cui al sistema di tutele suddetto, con le delibere 28 marzo 2023, 120/2023/E/com e 13 ottobre 2023, 566/2023/E/com, l'Autorità ha intimato, complessivamente, a 12 operatori dei settori energetici e a 3 gestori del settore idrico l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dinanzi al Servizio conciliazione dell'Autorità, previa, ove necessario, l'abilitazione alla piattaforma telematica del Servizio medesimo o il suo perfezionamento, con riferimento a procedure degli anni 2022 e 2023. Con la delibera 16 maggio 2023, 204/2023/E/com, invece, l'Autorità ha intimato, nel complesso, a 52 operatori e a 32 gestori, l'adempimento dell'obbligo di fornire riscontro alle richieste di informazioni, trasmesse dallo Sportello, nel 2022, nell'ambito della gestione delle pro-

cedure speciali risolutive per i settori energetici e dei reclami di seconda istanza per il settore idrico, rimaste prive di risposta entro i termini previsti dalla regolazione.

Per quanto concerne l'evoluzione digitale dei servizi in argomento, al fine di semplificare ulteriormente l'accesso al Portale Unico dello Sportello, nel corso del 2023 è stato integrato il sistema di autenticazione tramite credenziali CIE (Carta di Identità Elettronica) di livello 2, che non richiede, rispetto alle credenziali di livello 3 (comunque utilizzabili), il dispositivo di lettura CIE, né la disponibilità di uno smartphone dotato di tecnologia NFC (è invece sufficiente l'utilizzo dell'App CielD oppure l'utilizzo di un codice temporaneo – OTP inviato tramite SMS). In aggiunta a quanto appena descritto, è stata, altresì, implementata una funzionalità atta a consentire la possibilità di presentare la domanda al Servizio conciliazione in formato interamente digitalizzato, mediante la sottoscrizione, tramite Portale, anche dell'autodichiarazione, formulata ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, inerente alla sussistenza dei requisiti necessari alla presentazione della medesima domanda di conciliazione. A tal fine, la firma elettronica qualificata *one shot* viene rilasciata gratuitamente dal Servizio conciliazione, all'esito di una breve e semplice procedura di identificazione mediante SPID/CIE o di video-riconoscimento e può essere utilizzata anche per la firma dell'eventuale verbale di accordo.

Con riferimento, infine, alle procedure alternative al Servizio conciliazione, previste dal TICO per lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori regolati, nel 2023 sono stati iscritti 2 organismi nell'elenco ADR dell'Autorità e sono stati avviati due procedimenti per la cancellazione di due organismi dall'elenco medesimo, conclusi nel 2024 con la cancellazione di un organismo per tutti i settori oggetto di iscrizione e di un altro organismo per un solo settore. Alla data di elaborazione del presente paragrafo, risultano iscritti 31 organismi (inclusi il Servizio conciliazione e 7 organismi di conciliazione paritetica). Gli organismi ADR (escluso il Servizio conciliazione), nel 2023, hanno ricevuto 1.676 domande di conciliazione, per un incremento, rispetto al 2022, del 26%.

Si ricorda, infine, che, ai sensi del TICO, l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori regolati può essere svolto anche dinanzi alle Camere di commercio aderenti alla convenzione fra Autorità e Unioncamere (45 Camere aderenti alla data di elaborazione del presente paragrafo), fatte salve le procedure di mediazione civile e commerciale, di cui all'art. 5 del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28, come modificato dal decreto legislativo 10 ottobre 2022, n. 149, offerte dagli organismi iscritti nell'elenco tenuto dal Ministero della giustizia.

Reclami e prestazioni di qualità commerciale

Le attività relative ai reclami e alle richieste scritte di informazioni, alle richieste scritte di rettifica di fatturazione, alle rettifiche di doppia fatturazione presentate dai clienti alle aziende di vendita di energia sono disciplinate dal Testo Integrato della Regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV), allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

Le principali prestazioni commerciali sono soggette a standard specifici e generali, che devono essere rispettati sia per i clienti del mercato libero sia per i clienti dei servizi di tutela¹. Nel caso in cui i venditori non rispettino gli

¹ Sono esclusi i clienti del servizio a tutele graduali per piccole imprese, del servizio di salvaguardia, del servizio di ultima istanza e del servizio di *default*.

standard specifici, i clienti hanno diritto a indennizzi automatici, la cui entità cresce al crescere del ritardo con cui viene effettuata la prestazione, qualora la causa del mancato rispetto dipenda dai venditori stessi. Inoltre, i venditori hanno la facoltà di prevedere standard di qualità ulteriori rispetto a quelli stabiliti dall'Autorità.

Nel corso del 2023, alla luce delle modifiche legislative e regolatorie intervenute in materia di *fine tutela*, con la delibera 3 agosto 2023, 362/2023/R/eel, l'Autorità ha disposto alcune modifiche al TIQV. In particolare, il provvedimento ha previsto l'introduzione di una nuova tipologia di fornitura, quella dei clienti finali del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, e ha integrato la definizione della tipologia dei clienti finali del mercato libero per escluderne i predetti clienti domestici non vulnerabili del servizio a tutele graduali.

Inoltre, in considerazione del possibile incremento delle comunicazioni scritte ricevute dagli esercenti il servizio a tutele graduali in relazione ai clienti domestici non vulnerabili, in seguito all'attivazione del servizio stesso, la delibera ha introdotto una deroga a quanto disposto dall'art. 8, comma 5, del TIQV, prevedendo che, in tutti i casi in cui non sia agevole stabilire se la comunicazione del cliente domestico servito in tutele graduali sia un reclamo scritto o una richiesta scritta di informazioni, per i 6 mesi successivi all'attivazione del servizio a tutele graduali, l'impresa possa classificare tale comunicazione come richiesta scritta di informazioni.

La delibera 19 dicembre 2023, 600/2023/R/eel, infine, in coerenza col differimento al 1° luglio 2024 della data di attivazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, ha stabilito che, dalla medesima data, decorra anche l'applicazione del TIQV in relazione ai clienti del servizio stesso.

Al fine di monitorare l'esecuzione delle prestazioni, tutti i venditori di energia elettrica e gas sono tenuti ad adempiere ad obblighi di comunicazione dei dati. Questo consente di verificare le modalità di applicazione del TIQV, il grado di rispetto degli indicatori e degli standard di qualità e i tempi medi di effettuazione delle diverse prestazioni. I dati trasmessi dai venditori includono le informazioni sul numero dei casi in cui gli standard non sono stati rispettati per cause imputabili al venditore, a terzi o per cause di forza maggiore e la corretta erogazione degli indennizzi ai clienti.

I dati di qualità commerciale della vendita relativi al 2023 sono stati trasmessi da 632 operatori, che rappresentano oltre 53,1 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e clienti gas).

593 imprese di vendita rispondenti hanno dichiarato di aver fornito nell'anno almeno un cliente finale e hanno comunicato di aver complessivamente ricevuto 526.623 reclami in diminuzione del 2,64% rispetto ai 540.882 reclami dell'anno precedente, di cui il 61,84% è riconducibile a clienti del settore elettrico, il 32,23% a clienti del settore del gas e il 5,93% a clienti *dual fuel*.

Per quanto riguarda i principali argomenti oggetto di reclamo da parte dei clienti, il 42,1% riguarda la fatturazione (in leggero aumento rispetto al 40,4% nel 2022), il 16,53% i contratti (erano il 16,7% nel 2022), il 14,02% il mercato (in leggera riduzione rispetto al 16,1% relativo al 2022), l'8,7% la morosità e la sospensione della fornitura (erano l'8,3% nel 2022). Questi quattro argomenti rappresentano l'81,35% dei reclami complessivamente ricevuti dagli operatori che hanno comunicato i dati.

A seguire, le connessioni, i lavori e la qualità tecnica della fornitura (5,93%, mentre nel 2022 cubavano il 5,5%), la misura (5,39%, in leggera riduzione rispetto al dato del 6,4% relativo al 2022), la qualità commerciale con il 2,42% (nel 2022 era pari al 2,2%), il bonus sociale con l'1,78% (2,1% nel 2022). Infine, altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano il 3,02% (nel 2022 erano il 3,1%), mentre lo 0,02% (nel 2022 erano lo 0,1%) dei reclami riguarda argomenti che esulano dalle competenze dei venditori (canone tv, etc.).

Le richieste di informazioni scritte sono risultate, nell'anno, 536.870 (in aumento del 5,97% rispetto all'anno precedente). Il 61,36% è attribuibile al settore elettrico, il 29,62% al settore gas e il 9,02% ai clienti *dual fuel*.

Per quanto concerne i principali argomenti oggetto di richieste di informazioni dei clienti dei settori energetici, il 42,54% ha riguardato la fatturazione (erano il 43,7% nel 2022), il 17,42% i contratti (18,7% nel 2022), l'8,61% il mercato (10,1% nel 2022), il 6,23% le connessioni, i lavori e la qualità tecnica della fornitura (5,4% nel 2022). Questi quattro argomenti rappresentano il 74,81% delle richieste di informazione complessivamente ricevute dagli operatori che hanno comunicato i dati.

A seguire, il 4,42% riguarda la morosità e la sospensione della fornitura (erano il 3,6% nel 2022), il 3,69% il bonus sociale (3,3% nel 2022), il 2,35% la qualità commerciale (1,9% nel 2022), l'1,5% la misura (1,4% nel 2022); altri argomenti non classificabili nei precedenti rappresentano il 12,90%, delle richieste (erano l'11,4% nel 2022), mentre lo 0,34% riguarda argomenti che esulano le competenze dei venditori (canone tv ecc.) (erano lo 0,5% nel 2022).

Per quanto riguarda le altre prestazioni di qualità commerciale sottoposte a regolazione, nel 2023 sono state registrate 18.068 rettifiche di fatturazione, in diminuzione del 29,46% rispetto all'anno precedente, e 1.626 rettifiche di doppia fatturazione, in aumento del 41,76% rispetto al precedente anno. Entrambe le tipologie di richiesta risultano comunque molto contenute rispetto alla totalità delle fatture emesse annualmente nei confronti dei clienti.

Analizzando i dati per tipo di mercato, si rileva che il 78,77% dei reclami, l'80,96% delle rettifiche di fatturazione, il 47,36% delle rettifiche di doppia fatturazione e l'82,65% delle richieste di informazioni si riferiscono a clienti del mercato libero.

Il numero di indennizzi pagati nell'anno ai clienti per le diverse prestazioni ammonta a 65.047, per un importo complessivo di oltre 2,8 milioni di euro. Il ritardo nella risposta ai reclami rappresenta il 97,29% del totale degli indennizzi pagati, mentre il ritardo per le rettifiche di fatturazione e per rettifiche di doppia fatturazione rappresentano, rispettivamente, il 2,34% e lo 0,37% del totale degli indennizzi corrisposti ai clienti.

Per ulteriori elementi di dettaglio sui dati suesposti, si rinvia ai paragrafi *Qualità commerciale del servizio di vendita dell'energia elettrica* e *Qualità commerciale del servizio di vendita del gas* dei Capitoli 2 e 3 del Volume 1.

Oltre all'analisi dei dati trasmessi dai venditori, ogni anno l'Autorità effettua un'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti e alle richieste di informazioni, intervistando i clienti che sono risultati destinatari di una risposta scritta, secondo quanto previsto dall'art. 38 del TIQV. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire un giudizio di soddisfazione su come è stato trattato il reclamo o la richiesta di informazione e sui diversi fattori di qualità direttamente dai clienti destinatari di una risposta scritta dal venditore.

Con la determina 28 settembre 2023, 2/2023 – DICU, sono state approvate le istruzioni operative relative alla indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione (art. 38 del TIQV).

Nell'indagine sono state coinvolte 20 imprese, in rappresentanza di circa 45 milioni di clienti (contabilizzando insieme clienti elettrici e gas), pari all'84,9% dei clienti complessivi. Sono state effettuate 13.520 interviste CATI (interviste telefoniche) e CAWI (interviste via web) per l'indagine sulla qualità delle risposte ai reclami e 2.000 interviste per la qualità delle risposte alle richieste di informazioni.

Per quanto riguarda l'indagine reclami, il 57,6% dei clienti intervistati si è dichiarato soddisfatto della risposta ricevuta, mentre il 42,4% è risultato insoddisfatto. Di questi, il 27,1% giudica la risposta scritta ricevuta insoddisfacente e il 15,3% gravemente insoddisfacente.

In particolare, i delegati non professionali (figli, parenti, amici del titolare) sono mediamente più soddisfatti (58,5%) rispetto ai titolari del contratto (57,4%) e ai delegati professionisti (57,1%) rappresentati dalle associazioni dei consumatori, avvocati, commercialisti che assistono i clienti.

Analizzando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione superiori alla media (66,9%), mentre percentuali inferiori sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato (54,5%).

Se si analizzano i risultati, considerando se il reclamo sia stato risolto o meno, i clienti che hanno trovato risoluzione sono stati soddisfatti della risposta all'82,8%, mentre, fra coloro che non hanno risolto il problema mediante il reclamo, la soddisfazione scende al 23,8%, a fronte dei clienti che hanno risolto parzialmente il problema, che risultano soddisfatti al 56,1%.

Vi è da rilevare che, prima di presentare il reclamo scritto (era possibile indicare più di una risposta), il 53,7% dei clienti si era rivolto al *call center* aziendale, il 16,7% aveva precedentemente presentato un reclamo, il 5,9% si è rivolto allo sportello o all'ufficio dell'azienda, il 3,6% si è rivolto al suo legale o commercialista di fiducia, il 3,4% si è rivolto a un'associazione dei consumatori e il 2,3% si è rivolto allo Sportello per il consumatore energia e ambiente. Il 29,7% ha dichiarato che prima di presentare il reclamo non ha tentato di risolvere il problema in un altro modo.

I clienti intervistati, pertanto, hanno deciso di presentare un reclamo scritto generalmente riduci da più contatti e passaggi o da precedenti reclami.

Sui motivi del reclamo (era possibile indicare più di una risposta), il 57,7% degli intervistati ha dichiarato problemi in merito alla fatturazione (il dato è in forte aumento rispetto al 48,8% relativo al 2022); a seguire, il 24,8% ha effettuato un reclamo per problemi legati ai contratti (era il 29,5% nel 2022), il 10,4% alla misura (era il 9,3% nel 2022), il 9,2% ai temi del mercato (era l'11,8% nel 2022), il 7,6% alla morosità o sospensione della fornitura (era il 6,8% nel 2022), il 4,6% alle connessioni e ai lavori (era il 5,1% nel 2022), il 2,5% al bonus sociale (era il 2,8% nel 2022) e una stessa percentuale alla qualità commerciale (era il 6,1% nel 2022).

Nel dettaglio, ai clienti intervistati è stato chiesto di valutare, con una scala semantica a 3 risposte (adeguato, migliore o peggiore rispetto alle proprie aspettative), otto fattori di qualità della risposta e, nella misura in cui il

giudizio espresso era di insoddisfazione (peggiore), sono state proposte alcune domande ulteriori, per cercare di individuare con più precisione il livello di gravità.

I fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione sono (Tav. 10.2): la chiarezza sui tempi in cui il problema verrà risolto (38,5%), la completezza delle indicazioni sui modi in cui verrà risolto (37,7%) e le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o meno il reclamo (35,9%). A seguire, si riscontra malcontento sulla chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti (35,1% degli intervistati), per la precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo presentato (30,6%) e per la precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza per cui ha presentato il reclamo (27,6%). Infine, la documentazione allegata risulta essere motivo di insoddisfazione per il 30,7% degli insoddisfatti e la comprensibilità e la chiarezza del linguaggio utilizzato nella risposta per il 25,3% degli intervistati.

TAV. 10.2 *Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2023 (valori %)*

FATTORI	PESO 2023	INSODDISFAZIONE %
Chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	16,5	38,5
Completezza delle indicazioni sulle modalità in cui verrà risolto il reclamo	12,5	37,7
Motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	11,5	35,9
Chiara indicazione di un referente aziendale per chiarimenti	9,9	35,1
Precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo	12,1	30,6
Precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza	12,1	27,6
Documentazione allegata	7,3	30,7
Comprensibilità e chiarezza del linguaggio	18,2	25,3

Fonte: ARERA, indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami e alle richieste di informazione.

L'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2023, per l'intero campione di indagine, è pari a 64,2 su 100; valore che risulta di circa tre punti inferiore rispetto a quello rilevato per il 2022 (67,0).

L'indagine di soddisfazione sulla qualità delle risposte alle richieste di informazioni scritte, invece, evidenzia un livello di soddisfazione complessiva più elevato, con un ICS pari a 73,6, ma decisamente inferiore rispetto a quello del 2022 (-12,7).

Sul motivo della richiesta di informazioni si riscontra una forte analogia con l'indagine reclami: infatti, il 45,5% dichiara di aver fatto richiesta in merito alla fatturazione e il 33,1% per i contratti.

Per quanto riguarda le risposte scritte alle richieste di informazioni, i clienti ritengono che il principale fattore di qualità della risposta sia costituito dalla sua risolutività (51,3%), seguito dalla precisione e completezza dei riferimenti utilizzati per argomentare la risposta (25,1%) e dalla comprensibilità e chiarezza del linguaggio utilizzato nella risposta (23,6%). Per quanto riguarda, invece, i fattori su cui si concentra in maniera rilevante l'insoddisfazione, la risolutività della risposta totalizza il 29,6% dell'insoddisfazione; a seguire, la precisione e completezza dei riferimenti utilizzati per argomentare la risposta con il 20,2% e la comprensibilità e chiarezza del linguaggio utilizzato nella risposta con il 16,1%.

Le indagini sono state anche l'occasione per verificare la conoscenza, da parte dei clienti, di alcune caratteristiche del servizio.

Il 18,3% dei clienti che hanno presentato un reclamo era al corrente dell'esistenza di uno standard specifico e quindi degli indennizzi associati ad una risposta tardiva, il 23,7% ne aveva sentito parlare e il 58% non ne era a conoscenza. Il 10,4% dei clienti che hanno presentato una richiesta di informazioni era al corrente dell'esistenza di uno standard specifico e quindi degli indennizzi associati a una risposta tardiva, il 36,6% ne aveva sentito parlare e il 53% non ne era a conoscenza.

L'indagine di soddisfazione sulla qualità della risposta alle richieste di informazioni è stata effettuata anche per verificare se possano essere presenti inesattezze, da parte dei venditori, nella classificazione delle richieste ricevute fra informazioni e reclami. Sotto questo profilo, oltre ai 2.000 clienti che hanno accettato di essere intervistati dopo essere stati contattati, perché presenti nelle liste predisposte dai venditori per l'indagine, all'inizio dell'intervista, 119 hanno dichiarato di avere inoltrato un reclamo e non una richiesta di informazioni, ma hanno rifiutato l'intervista.

Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Nel 2023, il *call center* dello Sportello (Tav. 10.3) ha ricevuto 1.546.809 chiamate in orario di servizio (+ 23% rispetto al 2022). Le chiamate effettivamente gestite (al netto, cioè, di quelle abbandonate dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore) ammontano a 1.209.482 (circa 195.000 in più rispetto al 2022). La durata media delle conversazioni nell'anno è stata di 252 secondi, in aumento rispetto ai 238 secondi del 2022.

TAV. 10.3 Chiamate pervenute al call center dello Sportello (2023)

TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	DURATA MEDIA CONVERSAZIONE (SECONDI)
		TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPON-DITORI AUTOMA-TICI			
1.837.143	1.546.809	1.209.482	1.209.482	-	337.327	290.334	252

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Come riportato nella tavola 10.4, si conferma una netta prevalenza delle chiamate da rete mobile rispetto a quelle da rete fissa: nel 2023, le prime hanno raggiunto una quota pari all'83% del totale (+ 3 p.p. rispetto al 2022), a fronte del 17% ascrivibile alle seconde.

TAV. 10.4 Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) (2023)

2023	
Rete fissa	17%
Rete mobile	83%

(*) In e fuori orario di servizio.

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

I settori dell'energia elettrica e del gas hanno interessato il 97% delle chiamate complessive gestite dal *call center* (96% nel 2022). Guardando agli argomenti delle chiamate (Tav. 10.5), sulla base della voce dell'albero fonico selezionata dal chiamante, si confermano i primi tre argomenti del 2022: il bonus sociale (67%), le modalità di risoluzione delle controversie (13%) e le informazioni sullo stato della gestione delle pratiche presso lo Sportello (6,5%).

TAV. 10.5 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello per servizio selezionato dal chiamante (2023)

SERVIZIO	2023		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	777.579 – 66%	30.672 – 77%	808.251 – 67%
Modalità di risoluzione controversie	153.016 – 13%	3.294 – 8%	156.310 – 13%
Diritti e regolazione	45.871 – 4%	672 – 2%	46.543 – 4%
Pratiche presso lo Sportello	76.850 – 7%	5.003 – 13%	81.853 – 6,5%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	44.569 – 4%	-	44.569 – 3,5%
Servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili	71.956 – 6%	-	71.956 – 6%
Di cui Bonus sociale	66%	77%	66%
Di cui altri argomenti	34%	23%	34%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

Per completezza, si segnala che il *call center* ha anche gestito, nel 2023, 201 chiamate per il settore dei rifiuti e 112 chiamate per il settore telecalore, tutte afferenti alla voce *diritti e regolazione*.

Come già evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, è possibile elaborare un dettaglio percentuale degli argomenti delle chiamate sulla base dell'effettivo argomento della conversazione o, nel caso in cui i temi affrontati siano stati molteplici, dell'argomento prevalente. È infatti frequente che il chiamante ponga più di un quesito all'operatore del *call center*, a prescindere dal tasto dell'albero fonico selezionato e, a volte, anche con riferimento a più di un settore fra quelli regolati. La successiva tavola 10.6, che riporta il dato sopra menzionato, conferma la prevalenza del bonus sociale (65%), seguito però, diversamente da quanto esposto nella tavola 10.5, dagli argomenti "*diritti e regolazione*" (17%) e "*modalità di risoluzione controversie*" (6%).

Ammontano, infine, a 64.473 le chiamate nelle quali sono state fornite informazioni sul superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici, sia su richiesta specifica che nel corso di una conversazione su tematiche connesse (circa 52.000 in più rispetto al medesimo dato del 2022). Al riguardo, si segnala che, dallo scorso anno,

un apposito tasto dell'albero fonico è dedicato ai temi della tutela della vulnerabilità nei settori energetici e del servizio a tutele graduali per il settore elettrico.

TAV. 10.6 *Principali argomenti dei quesiti ricevuti dal call center dello Sportello (2023)*

SERVIZIO	2023		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	64%	76%	65%
Modalità risoluzione controversie	6%	5%	6%
Diritti e regolazione	17%	6%	17%
Pratiche presso lo Sportello	7%	13%	7%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	1%	-	1%
Servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili	5%	-	4%
Di cui Bonus sociale	64%	76%	65%
Di cui altri argomenti	36%	24%	35%

Fonte: elaborazioni Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati CContact.

Nella successiva figura 10.1 sono indicati i sub-argomenti delle chiamate in tema di bonus sociale, che, come detto, rappresenta il tema principale delle conversazioni gestite dal *call center* nel 2023: nel 56% dei casi (- 8,5 p.p. rispetto al 2022), i clienti e gli utenti finali hanno richiesto informazioni di carattere generale (requisiti per l'accesso all'agevolazione, durata, importo ecc.), nel 26,5% delle chiamate (- 1 p.p. rispetto al 2022) sono state richieste informazioni in merito all'iter di riconoscimento dell'agevolazione, anche a seguito di domanda (bonus per disagio fisico) o presentazione della DSU (bonus per disagio economico), mentre il 13% di tali chiamate (+ 8 p.p. rispetto al 2022) ha riguardato le "erogazioni" (ossia le modalità di riscossione del bonus, i bonifici domiciliati, l'entità dell'importo ricevuto, ecc.).

FIG. 10.1 *Focus dei principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello in tema bonus (2023)*



Fonte: elaborazioni Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip e CContact.

L'incremento delle chiamate pervenute e gestite nel 2023, con frequenti picchi, anche su base mensile, e la circostanza sopra evidenziata per cui, spesso, i quesiti posti durante la singola conversazione sono più di uno hanno determinato un incremento del tempo medio di attesa per parlare con un operatore che, nell'anno in esame, si attesta a 333 secondi (in aumento di 66 secondi rispetto al 2022). I valori relativi all'accessibilità al servizio e al livello del medesimo servizio si sono attestati, rispettivamente, all'88% e al 78% (in diminuzione, rispetto al 2022, rispettivamente, di 5 p.p. e 3 p.p.), come indicato nella tavola 10.7.

TAV. 10.7 Livelli di servizio per il call center dello Sportello (2023)

	2023
Accessibilità al servizio (AS) - %	88%
Tempo medio di attesa (TMA) - sec.	333
Livello di servizio (LS) - %	78%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Si conferma, infine, nel 2023, il tasso di soddisfazione dei clienti e utenti che si sono rivolti al call center dello Sportello registrato nel 2022 (Tav. 10.8): su un campione di circa il 53% delle chiamate conversate, infatti, l'86% dei chiamanti ha valutato il servizio come buono.

TAV. 10.8 Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il call center dello Sportello (2023)

	2023
Buono 😊	86%
Sufficiente 😐	9%
Negativo 😞	5%
% chiamate conversate sottoposte a valutazione	53%
% utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	81%

Fonte: elaborazione Sportello per il consumatore energia e ambiente su dati Nextip.

Richieste scritte di informazioni

Le richieste scritte di informazioni pervenute allo Sportello nel 2023 ammontano complessivamente a 54.750, di cui 49.930 relative ai settori energetici, 4.631 riguardanti il settore idrico e 189 per il telecalore. Come accennato in premessa, le richieste relative ai settori energetici, rispetto al 2022, sono diminuite del 10%; sono più che raddoppiate, invece, quelle per il settore idrico. Circa 3.500 richieste (in gran parte ascrivibili ai settori energetici), poiché afferenti a fattispecie nelle quali il cliente o utente aveva già inviato un reclamo al proprio operatore o gestore, senza tuttavia risolvere la problematica, sono state gestite dallo Sportello con informazioni puntuali sugli strumenti conciliativi disponibili per la risoluzione della controversia (c.d. *reclami reindirizzati in conciliazione*). Tali particolari richieste hanno riguardato soprattutto la fatturazione (26% per il settore elettrico).

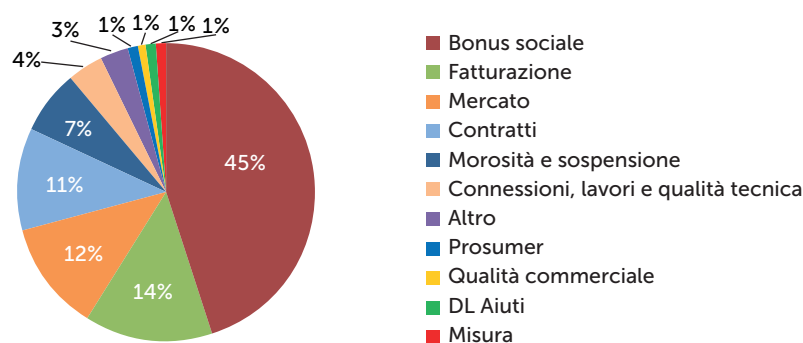
Guardando agli argomenti delle richieste relative ai settori energetici, al netto dei sopra citati reclami reindirizzati in conciliazione, anche nel 2023 si conferma la top 5 degli argomenti del 2022 (Fig. 10.2): il bonus sociale, con il 45%, si mantiene al primo posto, seppur in diminuzione di 13 p.p. rispetto al 2022; a seguire, fatturazione (14%), mercato (12%), contratti (11%) e morosità e sospensione (7%), tutti in lieve aumento rispetto al 2022 in termini di peso percentuale sul totale considerato (rispettivamente, + 3 p.p., + 2 p.p., + 1 p.p., + 2 p.p.).

Le richieste in tema bonus hanno interessato, nel 78% dei casi, il meccanismo di riconoscimento automatico, mentre il 10% ha riguardato l'erogazione del beneficio in bolletta. Relativamente agli altri argomenti dei settori energetici, le richieste sulla fatturazione e sul mercato hanno avuto principalmente a oggetto, rispet-

tivamente, i consumi stimati (49%) e il cambio venditore (61%), mentre i sub-argomenti dei contratti sono stati in particolare le modifiche unilaterali (36%). Riguardo agli argomenti, si segnala, infine, che, nell'ultimo trimestre del 2023, circa 490 richieste scritte hanno interessato il tema della tutela della vulnerabilità e, in particolare, i requisiti previsti dalla legge per il riconoscimento della stessa in capo ai clienti finali, nell'ambito del processo di superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici: lo Sportello ha gestito tali richieste fornendo le informazioni necessarie e, se del caso, scrivendo agli operatori interessati per ulteriori verifiche e approfondimenti.

Le richieste di informazioni relative ai settori energetici sono state presentate, nell'86% dei casi (87% nel 2022), da clienti finali senza l'ausilio di delegati e nel 68% hanno interessato il comparto domestico (88% nel 2022). Il canale utilizzato in via prioritaria per trasmettere allo Sportello tali richieste è stato la e-mail (58%), mentre il Portale Unico non supera il 26%.

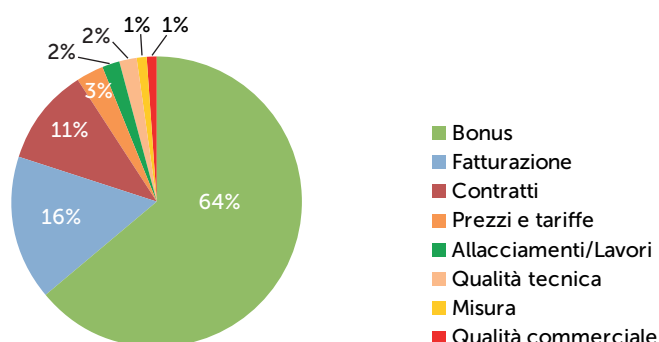
FIG. 10.2 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici (2023)*



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel settore idrico (Fig. 10.3), anche nel 2023 il principale argomento delle quasi 4.500 richieste scritte di informazioni (al netto, cioè, di 140 reclami reindirizzati in conciliazione) è rappresentato dal bonus (64%, in aumento di 20 p.p. rispetto al 2022) e, in particolare, il meccanismo di riconoscimento automatico; a seguire, fatturazione (16%) e contratti (11%).

Il 90% di richieste è stato presentato da utenti finali senza delegati (+ 3 p.p. rispetto al 2022), mentre al comparto domestico è ascrivibile l'82% delle medesime richieste (- 7 p.p. rispetto al 2022). Il Portale Unico ha costituito il principale canale di accesso per tale tipologia di servizio (46%), seguito dalla e-mail (43%).

FIG. 10.3 Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico (2023)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Per i settori energetici e idrico, si segnalano altresì 88 richieste scritte di informazioni in merito alla regolazione dell'Autorità a tutela delle popolazioni colpite da eventi calamitosi. Di queste, 46 (38 per i settori energetici) hanno riguardato gli eventi sismici del Centro Italia e Ischia e, in particolare, la proroga delle agevolazioni tariffarie; 42 hanno, invece, interessato gli eventi alluvionali verificatisi in Emilia-Romagna e Toscana e, in larga parte, la sospensione dei termini di pagamento delle fatture disposta dall'Autorità. Complessivamente, in circa 20 casi, lo Sportello ha trasmesso specifiche richieste di informazioni agli esercenti coinvolti al fine di meglio chiarire la fattispecie e consentire la risoluzione della problematica lamentata dal cliente o utente finale.

Nel telecalore, il 2023 ha fatto registrare 140 richieste scritte di informazioni (149 nel 2022), riguardanti, nel 75% dei casi, la trasparenza del servizio (- 21 p.p. rispetto al 2022), con i seguenti principali sub-argomenti: fatturazione (51%), prezzi e tariffe (27%) e contratti (22%). La trasparenza ha interessato anche il 92% dei 49 reclami reindirizzati in conciliazione. Le richieste di informazioni in esame sono state presentate nell'89% dei casi, da utenti senza l'ausilio di delegati (64% per il comparto domestico); il Portale Unico ha rappresentato il principale canale di accesso al servizio per tale settore (60%), seguito dalla e-mail (26%).

Infine, le comunicazioni afferenti al settore dei rifiuti nel 2023 ammontano a 230 (212 nel 2022).

Ulteriori elementi di dettaglio sui settori idrico, del telecalore e dei rifiuti sono riportati nel successivo sottoparagrafo *Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali*.

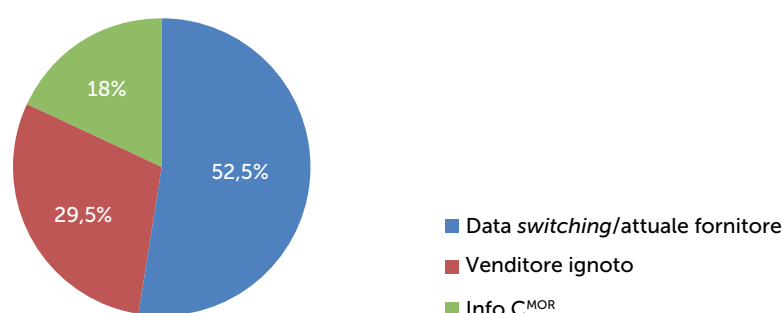
Procedure speciali informative

Nel 2023, lo Sportello ha ricevuto 44.929 richieste di attivazione di procedure speciali informative, per un incremento pari al 7% rispetto al totale delle richieste del 2022. Tali procedure, previste per specifiche tematiche dei settori energetici, prevedono l'intervento dello Sportello che, mediante la consultazione di banche dati centralizzate (Sistema informativo Integrato, Sistema indennitario), fornisce ai clienti finali le informazioni richieste. La ripartizione per settori delle suddette richieste è identica a quella del 2022: il 64% ha riguardato l'elettrico, il 23% il gas, il 13% entrambi i settori.

Come si evince dalla figura 10.4, in poco più di un caso su due, la procedura speciale utilizzata è stata quella volta a conoscere il nominativo dell'attuale controparte commerciale e la data di *switching* (52,5%, a fronte del

51% del 2022). A seguire, un 29,5% del totale di richieste ha riguardato la procedura finalizzata all'identificazione del venditore ignoto in caso di voltura (- 4,5% rispetto al 2022); una quota pari al 18%, infine, è ascrivibile alla procedura speciale sul corrispettivo relativo a morosità pregresse nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale (C^{MOR}), volta a conoscere, in particolare, il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione di tale corrispettivo, i contenuti minimi della richiesta di indennizzo previsti dalla regolazione e le informazioni relative all'eventuale stato di sospensione o annullamento dell'indennizzo medesimo. Tale ultima tipologia di procedura ha fatto registrare l'incremento maggiore in valori percentuali rispetto al 2022 (+ 28%), mentre la procedura in tema di attuale controparte commerciale/data di *switching* ha fatto registrare l'incremento maggiore di richieste in valori assoluti (+ 2.129 richieste).

FIG. 10.4 Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello (2023)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nel 2023, i tempi medi di risposta dello Sportello, su base annuale, si confermano al di sotto dei livelli di servizio fissati dalla regolazione dell'Autorità, con un ulteriore lieve miglioramento, rispetto al 2022, per la procedura volta a conoscere la data di *switching* e il nominativo dell'attuale fornitore (- 1 giorno lavorativo).

TAV. 10.9 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative (2023)

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (**)
Venditore ignoto	10	3
Info C ^{MOR}	10	3
Data <i>switching</i> /attuale fornitore	5	2

(*) Livelli di servizio ex Tabella 1, allegato A alla delibera 14 luglio 2016, 383/2016/E/com.

(**) Contabilizzati dalla data di ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come nel 2022, anche nel 2023 l'82% delle richieste in argomento ha riguardato il comparto domestico; in diminuzione di 3 p.p., invece, la quota di richieste inviate allo Sportello dai clienti finali non supportati da delegati (81%). Il Portale Unico ha rappresentato il canale di accesso, per la presentazione delle richieste in esame, in un caso su due, a fronte di un 47% relativo al canale e-mail.

Altre attività

Nel 2023 sono diminuite significativamente le segnalazioni scritte inviate dai clienti e utenti finali allo Sportello per comunicare un disservizio ritenuto rilevante o una presunta criticità della regolazione (lo Sportello monitora le segnalazioni ricevute e, se del caso, svolge specifici approfondimenti con gli esercenti interessati e/o con i clienti o utenti segnalanti, per gli eventuali seguiti di competenza dell'Autorità): tali segnalazioni ammontano a 202 (697 nel 2022), di cui 111 riguardanti l'energia elettrica, 12 afferenti al settore gas, 55 relative ad entrambi i settori energetici, 22 riconducibili al settore idrico e 2 al settore dei rifiuti.

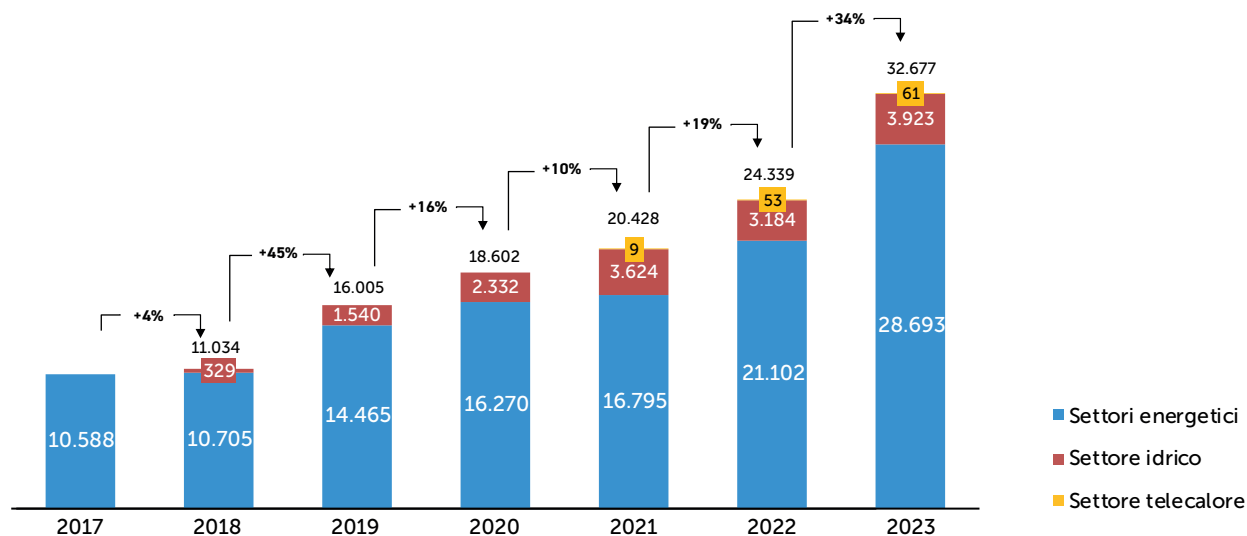
Nel 2023, lo Sportello ha inoltre gestito 188.569 moduli (+ 94% rispetto al 2022) inviati dai clienti indiretti del settore gas ai fini del riconoscimento del bonus sociale per disagio economico (si veda, al riguardo, il successivo paragrafo "Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico"). Tale peculiare attività comporta la ricezione, lavorazione e successiva trasmissione al SII dei moduli in esame.

Infine, l'*help desk* dello Sportello, riservato alle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese per una consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità, è stato utilizzato solo 7 volte (6 casi afferenti a clienti *dual fuel*).

Il Servizio conciliazione dell'Autorità

Il Servizio conciliazione, nel 2023, ha fatto registrare 32.677 domande in ingresso (in media, 131,3 domande per giorno lavorativo), con un incremento del 34% rispetto ai volumi del 2022². Si conferma, dunque, la tendenza di domande in crescita, su base annua, fin dal 2017 (anno di entrata in vigore del TICO), come riportato nella figura 10.5. A far da traino, anche nel 2023, le domande relative ai settori energetici, per le quali si evidenzia il maggior aumento, da un anno all'altro, sia in termini percentuali sia in valori assoluti (+36%, circa 7.600 domande in più). Di queste, il 78% ha riguardato forniture di mercato libero. In aumento, inoltre, le domande relative al settore idrico (+ 23% rispetto al 2022), anche in considerazione dell'operatività del tentativo obbligatorio di conciliazione a regime dal 30 giugno 2023 (così come per il telecalore) in forza della delibera 233/2023/E/com menzionata a inizio capitolo, (che ha determinato, dunque, l'esclusività del ricorso alla conciliazione quale strumento per la soluzione delle controversie non risolte col reclamo al gestore, eccezion fatta per le problematiche afferenti al bonus sociale).

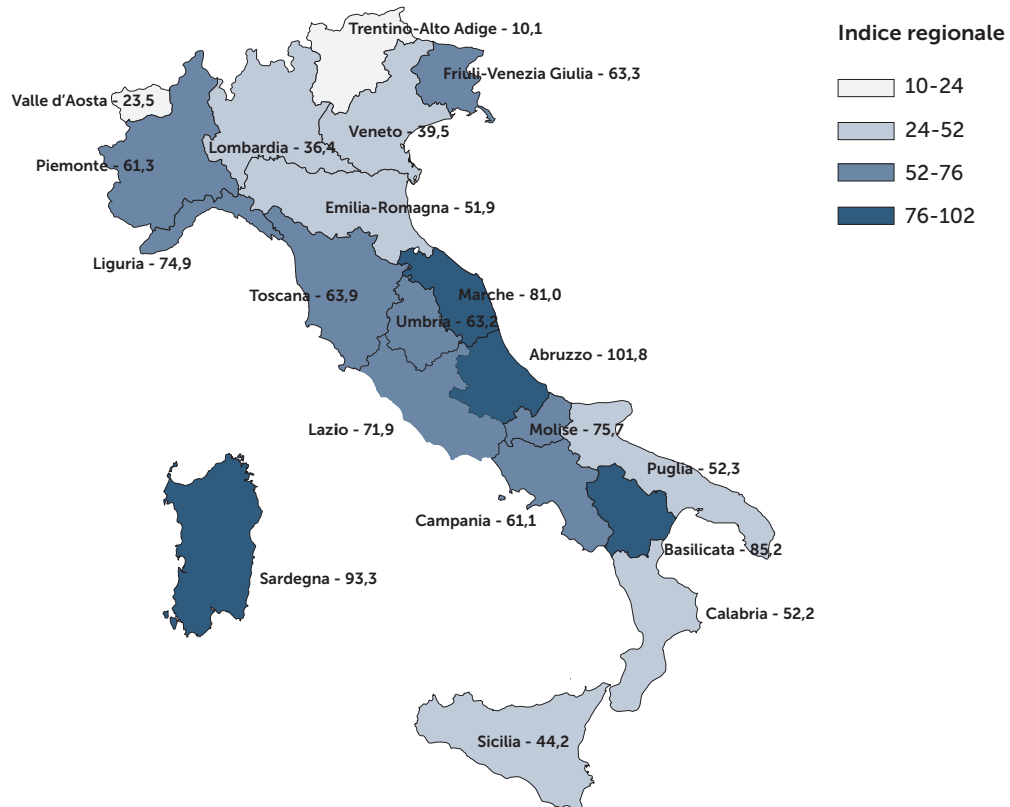
² Nel sito web dell'Autorità, alla pagina arera.it/consumatori/conciliazione, sono pubblicati i dati definitivi del Servizio Conciliazione per il 2023 relativi all'ultimo aggiornamento disponibile.

FIG. 10.5 Trend domande presentate al Servizio conciliazione (2017-2023)

Fonte: Servizio conciliazione.

La figura 10.6 riporta l'indice regionale delle domande ricevute dal Servizio conciliazione nel 2023; tale indice è dato dal rapporto fra numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e popolazione residente per Regione e consente di ricavare la distribuzione territoriale delle domande medesime. Nella fascia più alta, con valori compresi fra 76 e 102, sono presenti, in ordine decrescente, l'Abruzzo (101,8), la Sardegna (93,3, non medietanizzata), la Basilicata (85,2) e le Marche (81).

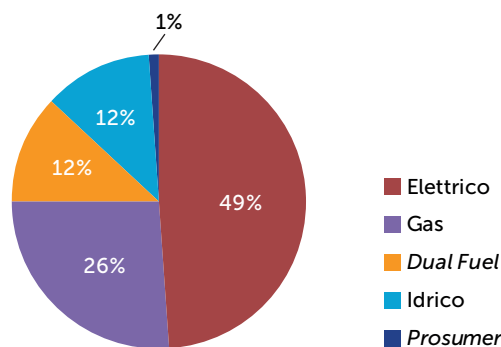
FIG. 10.6 *Indice regionale domande ricevute dal Servizio conciliazione (2023)*



Fonte: Servizio conciliazione.

Il dato relativo alla ripartizione settoriale delle domande presentate al Servizio (Fig. 10.7) conferma, anche nel 2023, la prevalenza del settore elettrico (49%, 16.216 domande), seppur in diminuzione di 4 p.p. rispetto al 2022. In aumento, invece, le domande relative al settore gas, che si attestano al 26% del totale (8.420 domande, + 4 p.p. rispetto al 2022). Le domande sul settore idrico hanno interessato una quota pari al 12%, corrispondente a 3.923 domande (- 1 p.p. rispetto al 2022), mentre quelle presentate dai clienti *dual fuel* sono aumentate di 1 p.p. rispetto al 2022 (12%, pari a 3.817 domande). Infine, sono 240 le domande di conciliazione presentate dai *prosumer* (144 nel 2022) e 61 quelle per il telecalore (53 nel 2022).

FIG. 10.7 *Domande ricevute dal Servizio conciliazione per settore (2023)*



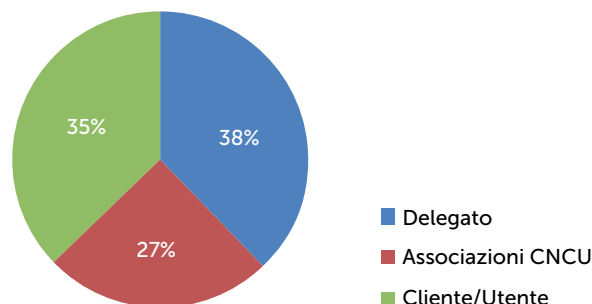
Fonte: Servizio conciliazione.

Come evidenziato nella successiva figura 10.8, nel 2023 si conferma il peso percentuale, pari al 38%, già registrato nel 2022, delle domande di conciliazione presentate da delegati di clienti o utenti finali, diversi dalle associazioni rappresentative della clientela domestica e non domestica. Cresce di 2 p.p. la quota di domande presentate dalle associazioni dei consumatori appartenenti al Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti - CNCU (27%), mentre si riduce di 2 p.p. la percentuale di domande trasmesse al Servizio dai clienti o utenti finali non assistiti da delegati (35%). Dunque, anche nel 2023, il Servizio conciliazione è stato attivato, in quasi due casi su tre, da soggetti terzi (associazioni e non) in rappresentanza dei titolari delle forniture relativamente alle quali le controversie sono insorte.

Entrando nello specifico delle 12.373 domande presentate dai delegati diversi dalle associazioni del CNCU, il 63% delle stesse è ascrivibile ad avvocati, mentre una quota pari al 26% è riferibile a delegati non professionali, ossia parenti, conoscenti, ecc. dei clienti o utenti titolari della fornitura (entrambi i valori percentuali sono diminuiti di 4 p.p. rispetto al 2022). Due terzi circa delle domande presentate dai delegati in questione ha riguardato il comparto domestico, mentre il settore maggiormente interessato è stato l'elettrico con oltre 6.800 domande.

Le 11.318 domande dei clienti o utenti non assistiti da delegati, invece, sono state presentate dalle persone fisiche titolari del punto di fornitura o dell'utenza nel 77% dei casi (in aumento di 7 p.p. rispetto al 2022), mentre il 19% di esse (- 8 p.p. rispetto al 2022) è riconducibile ai rappresentanti interni delle piccole e medie imprese. Gli amministratori di condominio hanno presentato, nel 2023, 335 domande (circa 120 in meno rispetto al 2022). Con riferimento a tale categoria di attivanti, oltre 8.600 domande hanno interessato il comparto domestico e in poco più di un caso su due il settore di riferimento è stato quello elettrico.

FIG. 10.8 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per attivante (2023)



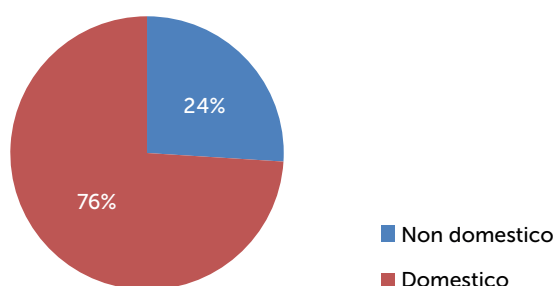
Fonte: Servizio conciliazione.

Relativamente all'età media delle persone fisiche che hanno fatto accesso alla piattaforma del Servizio Conciliazione nel 2023, si conferma il dato relativo all'età media dei delegati, che si collocano soprattutto nella fascia 43-47 anni. Per i clienti o utenti finali titolari della fornitura, invece, la distribuzione è più frammentata.

In termini di stretta accessibilità alla suddetta piattaforma, inoltre, si conferma, nel 2023, la netta preponderanza dell'utilizzo, da parte degli attivanti, di computer (fisso o portatile), per mezzo del quale è stato presentato il 95% delle domande; il 3% è ascrivibile, invece, a dispositivi *mobile* (tablet, smartphone), mentre nel 2% dei casi gli attivanti hanno utilizzato la specifica *app*.

Come si evince anche dai dati sopra riportati riguardo alle diverse tipologie di attivanti, nel 2023 il comparto domestico ha interessato la maggior parte di domande presentate al Servizio, per una quota pari al 76% del totale (+ 3 p.p. rispetto al 2022); di converso, sono diminuite le domande relative ai clienti o utenti non domestici (24%, - 3 p.p. rispetto al 2022). Guardando alle sole domande relative a quest'ultimi, anche nel 2023 prevale nettamente il settore elettrico (74,5%, in ribasso di 4 p.p. rispetto al 2022); considerando le sole domande relative ai domestici, invece, la distribuzione settoriale è più equilibrata: 42% per il settore elettrico (- 1 p.p. rispetto al 2022) e 30% per il gas (+ 3 p.p. rispetto al 2022), con una forbice fra i due settori energetici che si assottiglia di 4 p.p. rispetto al 2022.

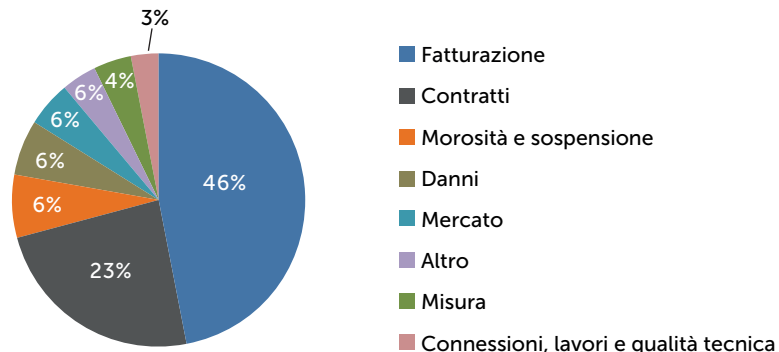
FIG. 10.9 Domande ricevute dal Servizio conciliazione per tipologia di cliente o utente finale (2023)



Fonte: Servizio conciliazione.

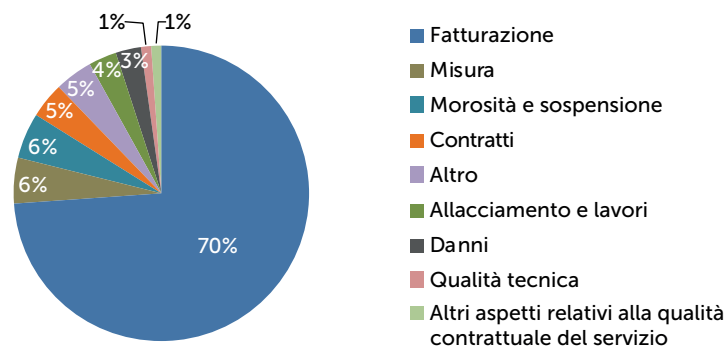
La fatturazione ha rappresentato il principale argomento delle domande di conciliazione per i settori energetici trasmesse nel 2023 al Servizio, interessando il 46% (-1 p.p. rispetto al 2022) delle 28.693 domande relative a tali settori (rilevazione condotta sulla base di quanto dichiarato dagli attivanti nelle domande). Seguono le controversie relative ai contratti (23%, -1 p.p. rispetto al 2022) e, con una quota pari al 6% ciascuno, danni (-1 p.p. rispetto al 2022), morosità e sospensione (stesso valore percentuale del 2022) e mercato (in aumento di 3 p.p. rispetto al 2022). Prevale la fatturazione anche con riferimento alle 16.216 domande riguardanti il settore elettrico (44%, -2 p.p. rispetto al 2022) nonché con riguardo alle 8.420 domande sul settore gas (56%, dato identico al 2022); per entrambi i settori, inoltre, coincidono anche i principali sub-argomenti relativi alla fatturazione, ossia consumi stimati errati, ricalcoli e pagamenti/rimborsi (rispettivamente, il 26%, il 24% e il 20% delle domande sulla fatturazione per il settore dell'energia elettrica e il 29%, il 22% e il 19% di quelle relative al settore gas). Riguardo alle domande aventi come argomento i contratti, nel 2023, il principale sub-argomento è rappresentato dalle modifiche unilaterali, che pesano il 40% per l'elettrico (+14 p.p. rispetto al 2022) e il 44% per il gas (+13 p.p. rispetto al 2022).

Sulle 3.817 domande dei clienti *dual fuel*, l'argomento principale è dato dai contratti (38%; -6 p.p. rispetto al 2022), con il sub-argomento delle modifiche unilaterali ricorrente in circa un caso su quattro. Le 240 domande presentate dai *prosumer*, infine, hanno riguardato, nel 30% dei casi, l'argomento specifico dello scambio sul posto e nel 25% l'argomento connessioni, lavori e qualità tecnica.

FIG. 10.10 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nei settori energetici (2023)

Fonte: Servizio conciliazione.

Nel settore idrico (Fig. 10.11), si conferma la fatturazione quale argomento principale delle 3.923 domande presentate nel 2023 (70%, -1 p.p. rispetto al 2022). Seguono, seppur con valori percentuali decisamente inferiori, misura (6%, +1 p.p. rispetto al 2022) e contratti (5%, come nel 2022). I principali sub-argomenti delle domande sulla fatturazione sono stati i consumi (37%) e gli importi per consumi risalenti a più di due anni (22%).

FIG. 10.11 Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione nel settore idrico (2023)

Fonte: Servizio conciliazione.

La trasparenza del servizio ha invece interessato il 39% delle 61 domande presentate da utenti finali del settore del telecalore (+1 p.p. rispetto al 2022). Per il settore si conferma, comunque, un terzo circa di domande per le quali gli attivanti non hanno indicato un argomento specifico.

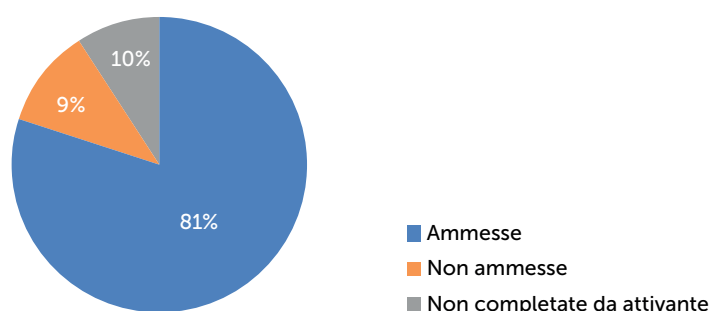
Tenuto conto di quanto dichiarato dagli attivanti in poco meno della metà delle 18.034 procedure concluse con accordo alla data di elaborazione del presente paragrafo, nel 48% dei casi le controversie hanno avuto un valore collocabile nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre l'84% non ha superato i 5.000 euro.

Riguardo al tasso di ammissibilità delle domande di conciliazione presentate al Servizio nel 2023 (Fig. 10.12), si conferma il valore pari all'81% già registrato nel 2022. Le domande non completate dagli attivanti ammontano al 10% (+1 p.p. rispetto al 2022), mentre quelle non ammesse per una delle cause previste dal TICO sono pari al 9% del totale (-1 p.p. rispetto al 2022). Fra quest'ultime, il 24% è relativo ai casi di documentazione non idonea a integrare la domanda a seguito di richiesta di regolarizzazione della stessa, il 22% al mancato rispetto dei termini

per presentare la domanda (40 giorni o, per il settore idrico, 50 giorni, decorrenti dalla data di invio del reclamo all'operatore o al gestore nell'ipotesi di mancata risposta), il 13% alle controversie non rientranti nell'ambito di applicazione del TICO e il 12% all'utilizzo della modulistica non corretta. L'inammissibilità della domanda, si ricorda, non preclude la riproposizione della stessa una volta sanata la causa di inammissibilità.

Analizzando il dato sull'ammissibilità in relazione a ciascuna tipologia di attivante, anche nel 2023 le associazioni CNCU confermano la più alta percentuale di domande ammesse su quelle presentate, pari al 92%, in aumento di 1 p.p. rispetto al 2022. I delegati diversi dalle associazioni raggiungono l'81% di ammesse (stesso dato del 2022), con percentuali diverse per ciascuna sottocategoria (per esempio, gli avvocati fanno registrare l'83%, mentre i delegati non professionali si attestano al 76%). Infine, si riduce di 3 p.p. da un anno all'altro il tasso di ammissibilità delle domande presentate dai clienti o utenti non assistiti da delegati (72%).

FIG. 10.12 *Andamento delle domande presentate al Servizio conciliazione (2023)*



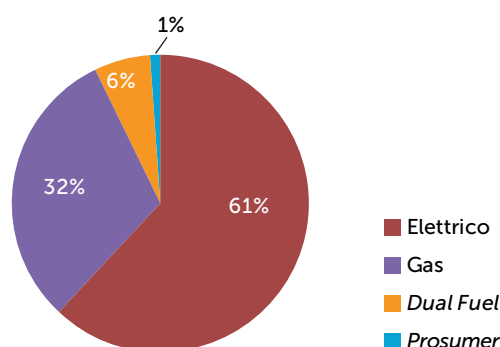
Fonte: Servizio conciliazione.

Relativamente alla partecipazione di operatori e gestori alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione, si premette che, come accennato sopra, dal 30 giugno 2023, in virtù della delibera 233/2023/E/com, l'obbligo partecipativo a tali procedure, già in vigore per gli operatori dei settori energetici, ha trovato applicazione anche per tutti i gestori del settore idrico e gli operatori del settore del telecalore (fino al 29 giugno 2023, invece, erano obbligati a partecipare solo i gestori del settore idrico di maggiori dimensioni, che servivano almeno 100.000 abitanti residenti). Ciò posto, nel 2023 gli operatori e gestori obbligati hanno partecipato nel 99,5% delle procedure; i casi di mancata adesione, relativi soprattutto a operatori e gestori di piccole dimensioni, sono stati analizzati nel corso della consueta attività dell'Autorità di monitoraggio ed enforcement dell'obbligo partecipativo, che ha portato all'adozione delle delibere di intimazione 120/2023/E/com e 566/2023/E/com, citate in premessa. Con tali provvedimenti è stato intimato il rispetto dell'obbligo in esame a 12 operatori e a 3 gestori con riferimento al periodo 24 maggio 2022-13 ottobre 2023. A seguito delle delibere di intimazione, in caso di perdurante inadempimento, potrebbero essere avviati procedimenti per l'adozione di provvedimenti di tipo sanzionatorio: dal 2017 alla data di elaborazione del presente paragrafo, sette operatori di energia sono stati destinatari di altrettante sanzioni amministrative pecuniarie.

Il quadro relativo alla partecipazione degli operatori e dei gestori si completa col dato relativo al tasso di adesione alle procedure, registrato nel primo semestre 2023, con riferimento ai gestori non obbligati di minori dimensioni, che si attesta al 62%.

Sempre in tema di partecipazione degli operatori alle procedure dinanzi al Servizio, si segnala che, nel 2023, nel 43% delle procedure con controparte il venditore di energia, quest'ultimo ha richiesto la convocazione del distributore territorialmente competente in qualità di ausilio tecnico (oltre 7.700 procedure su 17.979, in ribasso di 4 p.p. rispetto al 2022). Nel 61% dei casi, è stato convocato il distributore di energia elettrica (-1 p.p. rispetto al 2022), a fronte del 32% (+1 p.p. rispetto al 2022) relativo al distributore del settore gas (Fig. 10.13).

FIG. 10.13 Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore (2023)

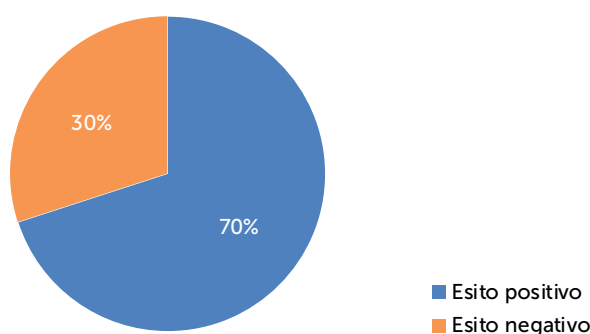


Fonte: Servizio conciliazione.

Aumenta di 1 p.p. il tasso di accordo su procedure concluse (Fig. 10.14): nel 2023, infatti, lo stesso è pari al 70% (69% nel 2022), al netto delle procedure rinunciate (347 per i settori energetici, 52 per l'idrico e 2 per il telecalore) e di quelle pendenti (274) alla data di elaborazione del presente paragrafo. Considerando i settori con il maggior numero di domande, è il settore gas a far registrare il valore maggiore (74%, +2 p.p. rispetto al 2022), seguito dall'idrico (70%, -5 p.p. rispetto al 2022) e dall'elettrico (65%, stesso dato del 2022). Il tempo medio di conclusione delle procedure nel 2023 è pari a 56 giorni.

Le associazioni CNCU fanno registrare, anche nel 2023, il tasso di accordo più elevato (considerando il totale delle procedure concluse dalle stesse), che si attesta all'83%, in aumento di 1 p.p. rispetto al 2022. I clienti o utenti non assistiti da delegati si attestano al 69% (+2 p.p. rispetto al 2022), mentre i delegati non associativi hanno sottoscritto accordi nel 61% dei casi (+1 p.p. rispetto al 2022); fra quest'ultimi, gli avvocati fanno registrare il 54% di accordi su procedure dagli stessi concluse (stesso valore percentuale del 2022), mentre i delegati non professionali raggiungono il 73% (+1 p.p. rispetto al 2022).

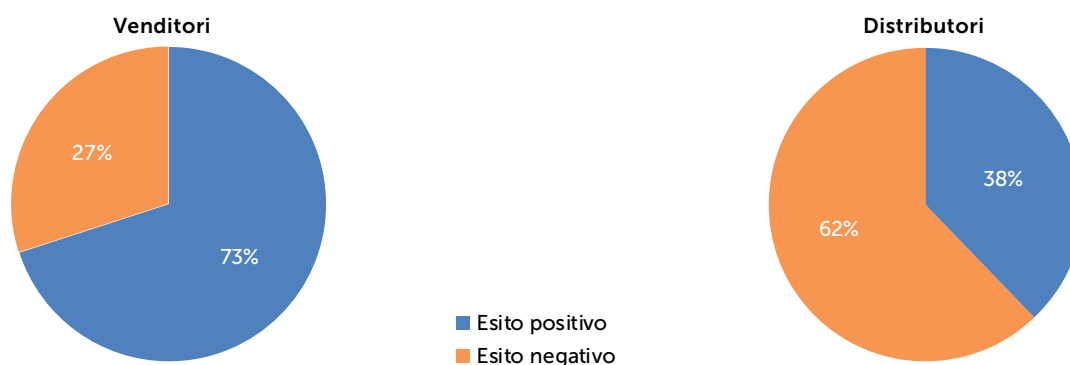
FIG. 10.14 Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione (2023)



Fonte: Servizio conciliazione.

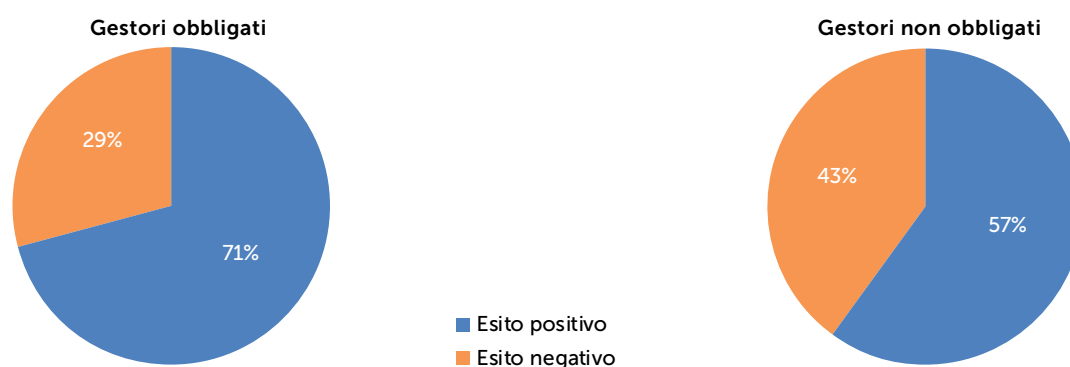
Il tasso di accordo relativamente alla tipologia di esercente controparte delle procedure è riportato nelle figure 10.15 e 10.16. In particolare, nel 2023, al netto delle procedure pendenti di cui sopra, i venditori dei settori energetici fanno registrare il 73% di accordi su procedure concluse (+2 p.p. rispetto al 2022), mentre i distributori non superano il 38% (come nel 2022). Nel settore idrico, invece, i gestori obbligati hanno raggiunto un accordo nel 71% dei casi (-4 p.p. rispetto al 2022), mentre quelli non obbligati (fino al 29 giugno 2023) si fermano al 57% (-3 p.p. rispetto al 2022).

FIG. 10.15 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per operatore, settori energetici (2023)*



Fonte: Servizio conciliazione.

FIG. 10.16 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio conciliazione per gestore, settore idrico (2023)*













Fonte: Servizio conciliazione.

Con riferimento alle procedure avviate nel 2023 e concluse con accordo, alla data di elaborazione del presente paragrafo, è possibile ricavare un valore di *compensation* pari a circa 23,5 milioni di euro, ossia del corrispettivo economico (sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc.) ottenuto complessivamente dai clienti o utenti che hanno sottoscritto i medesimi accordi, anche per mezzo di un delegato.

I risultati della *customer satisfaction*, infine, sono sostanzialmente in linea con quanto registrato nel 2022, seppur a fronte di circa il 50% di questionari in più. In particolare, tenuto conto di 11.668 questionari compilati a chiusura delle procedure, il 95% degli attivanti ha espresso un giudizio complessivamente positivo (-1 p.p. rispetto al 2022), con percentuali variabili fra il massimo livello di soddisfazione (52%, +1 p.p. rispetto al 2022) e il valore "abbastanza soddisfatto" (28%, -2 p.p. rispetto al 2022). Più nel dettaglio, l'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 66% degli attivanti di cui sopra (-2 p.p. rispetto al 2022).

FIG. 10.17 Risultati della customer satisfaction per il Servizio conciliazione (2023)

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Totale	52%	15%	28%	3%	2%
Sintesi giudizio	95%			5%	

	 Molto soddisfatto (1)	 Soddisfatto (2)	 Abbastanza soddisfatto (3)	 Poco soddisfatto (4)	 Per nulla soddisfatto (5)
Guida al servizio	47%	17%	33%	2%	1%
Modulistica	46%	18%	34%	1%	1%
Procedura di conciliazione	47%	16%	29%	5%	3%
Stanza virtuale	47%	16%	32%	4%	1%
Conciliatore	66%	10%	19%	2%	2%

Fonte: Servizio conciliazione.

Procedure speciali risolutive

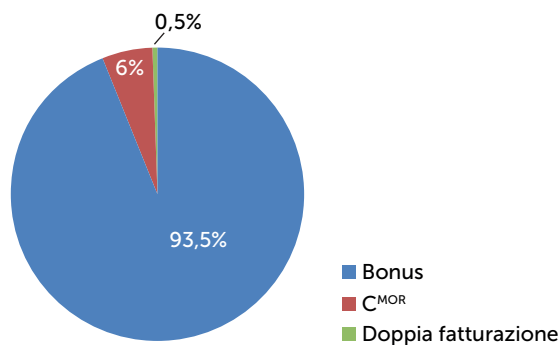
Le procedure speciali risolutive trovano applicazione per specifiche tipologie di problematiche dei settori energetici, per la cui soluzione, su richiesta del cliente finale, lo Sportello può accedere a informazioni codificate in banche dati centralizzate (come accade per le procedure speciali informative) e, se del caso, anche trasmettere apposite richieste di informazioni agli operatori coinvolti.

Le richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (Fig. 10.18) ammontano, nel 2023, a 31.638, in aumento del 40% rispetto al 2022. Si conferma, quale procedura maggiormente utilizzata, quella in tema di bonus sociale (93,5%, -0,5 p.p. rispetto al 2022): al riguardo, si segnala che il 43% circa di richieste ha interessato la mancata erogazione dell'agevolazione; le restanti, invece, hanno riguardato, per lo più, problematiche relative all'importo del bonus ritenuto errato o al riconoscimento del bonus medesimo in caso di nucleo ISEE con più PDR/POD.

A seguire, la procedura speciale relativa al C^{MOR} (verifica dei presupposti per il suo annullamento), che si attesta al 6% (+0,5 p.p. rispetto al 2022). Tutte le altre procedure sono state poco utilizzate nel 2023: le richieste in tema di doppia fatturazione ammontano allo 0,5% del totale (dato invariato rispetto al 2022), mentre la procedura ripristinatoria volontaria regolata dall'allegato A alla delibera 6 aprile 2017, 228/2017/R/com, e quella connessa alla mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione, sono state attivate, rispettivamente, 12 volte e 18 volte.

Le richieste del 2023 hanno interessato in particolare il settore elettrico (49%, -4 p.p. rispetto al 2022), seguito dal gas con il 29% (+4 p.p. rispetto al 2022). Le altre procedure hanno interessato entrambi i settori energetici e, in 40 casi, i clienti *dual fuel*.

FIG. 10.18 Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello (2023)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Gli operatori destinatari di richieste di informazioni dello Sportello relative a procedure speciali risolutive sono tenuti a fornire un riscontro entro tempistiche definite dalla regolazione dell'Autorità (le risposte trasmesse oltre i termini sono classificate come tardive e nel 2023 ammontano a circa l'8% del totale). Il rispetto di tale obbligo è oggetto di una costante e specifica attività di monitoraggio ed *enforcement*, che ha determinato, nel 2023, l'adozione della delibera 204/2023/E/com, citata a inizio capitolo, con cui l'Autorità ha intimato a 52 operatori di fornire un riscontro alle predette richieste di informazioni inviate dallo Sportello nel periodo 1° gennaio 2022-31 dicembre 2022 (pari a circa l'1,6% del totale di richieste inviate dallo Sportello nel periodo).

Nel 2023 è inoltre proseguita l'attività di monitoraggio delle modalità di fatturazione del C^{MOR} da parte degli operatori. In particolare, nel periodo giugno 2022-maggio 2023, sono stati individuati 15 casi (connessi a procedure speciali sia informative che risolutive), relativi a 12 operatori, nei quali la regolazione in materia non risultava rispettata o lo era solo parzialmente. A seguito di specifica e graduale attività di *moral suasion*, tutti gli operatori coinvolti hanno adeguato le fatture a quanto previsto dalla regolazione.

Come si evince dalla tavola 10.10, il tempo medio di gestione della procedura speciale sul bonus si attesta a 28 giorni lavorativi (in calo rispetto ai 29 giorni del 2022), mentre sono 13 i giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi in tema C^{MOR} (a fronte dei 15 giorni del 2022).

TAV. 10.10 Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive (2023)

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	15	20	13	28
C ^{MOR}	10	4	10	9	13
Procedura ripristinatoria volontaria	10	7	-	-	7
Doppia fatturazione	10	5	10	10	15
Mancata erogazione indennizzo	10	6	10	11	17

(*) Livelli di servizio ex tabella 1, allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(**) Tempi di risposta ex appendice 2, allegato A alla delibera 383/2016/E/com.

(***) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso della procedura ripristinatoria volontaria, sono contabilizzati dalla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

L'87% delle procedure speciali sopra menzionate ha interessato il comparto domestico (-11 p.p. rispetto al 2022), mentre nell'89% dei casi tali procedure sono state attivate da clienti finali senza l'ausilio di delegati (90% nel 2022). Il canale principale per azionare tali procedure è stato l'e-mail (66%), mentre il Portale Unico è stato utilizzato nel 30% dei casi.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

Nel corso del 2023 sono proseguite le attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) dei settori di competenza dell'Autorità, ai sensi del titolo II-bis della parte V del Codice del consumo³.

Al 31 marzo 2024, risultano iscritti in elenco, oltre al Servizio conciliazione, 30 organismi ADR (Tav. 10.11), di cui 7 di conciliazione paritetica settoriali (basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese), uno settoriale a rilevanza regionale e 22 organismi trasversali, che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore ai sensi della Disciplina (tali organismi operano anche in settori diversi da quelli oggetto di iscrizione in Elenco); di quest'ultimi, 21 sono organismi di mediazione (come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 24 ottobre 2023, n. 150⁴). Due dei sopracitati organismi iscritti in Elenco ADR – di cui uno a rilevanza regionale – sono competenti per il solo settore idrico; i restanti organismi sono tutti competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas e 15 di essi (di cui 3 di conciliazione paritetica) risultano iscritti anche per il settore idrico. Infine, per 3 organismi (due dei quali di conciliazione paritetica), oltre ai settori energetici e idrico, si aggiunge il telecalore. L'i-

³ La disciplina per l'iscrizione in elenco e le modalità di svolgimento delle suddette attività è contenuta nell'allegato A alla delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com (Disciplina), come modificato, in ultimo, dalla delibera 14 luglio 2020, 267/2020/E/com.

⁴ Il decreto, entrato in vigore il 15 novembre 2023, ha integralmente abrogato e sostituito il decreto 18 ottobre 2010, n. 180.

scrizione di tali organismi è stata notificata al Ministero delle imprese e del made in Italy, quale punto di contatto unico con la Commissione europea, ai fini dell'inserimento nella Piattaforma ODR della medesima Commissione (per le controversie tra consumatori e imprese originiate dai contratti stipulati online).

Nel corso del 2023, con apposite determine del Direttore della Direzione Consumatori e Utenti, sono stati aggiunti in Elenco due nuovi organismi⁵, entrambi per i settori dell'energia elettrica e del gas e uno di essi anche per i settori idrico e telecalore. Inoltre, nel primo trimestre 2024, con determine della Direzione sopra citata⁶, ai sensi di quanto disposto dall'art. 5, comma 5.4, della Disciplina, in ragione del venir meno dei requisiti di formazione specialistica dei conciliatori e di trasparenza, con particolare riferimento alla rendicontazione delle attività svolte (si veda, al riguardo, quanto specificato in seguito in tema di monitoraggio), un organismo è stato cancellato dall'Elenco ADR, mentre un altro organismo è stato cancellato con riferimento a uno dei settori oggetto di iscrizione.

TAV. 10.11 Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2024

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio Conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas 1/7/2018 energia elettrica, gas e idrico 1/7/2021 energia elettrica, gas, idrico e telecalore
Organismo ADR di conciliazione paritetica Eni Plenitude Società Benefit SpA – Associazioni di consumatori	11/1/2016 energia elettrica e gas
Organismo ADR Edison Energia SpA – Associazioni dei consumatori CNCU	12/2/2016 energia elettrica e gas
Negoziante paritetica Enel	3/3/2016 energia elettrica e gas
Sicome SC – Organismo di mediazione (*)	11/3/2016 energia elettrica e gas
Borlaw – Organismo di mediazione	25/3/2016 energia elettrica e gas 31/5/2016 energia elettrica, gas e idrico
Istituto nazionale per la mediazione e l'arbitrato INMEDIAR – Organismo di mediazione	3/2/2017 energia elettrica, gas e idrico
Organismo ADR A2A SpA – Associazioni dei consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e idrico 4/3/2020 energia elettrica, gas, idrico e telecalore
Organismo ADR Acea SpA – Associazioni dei consumatori	24/2/2017 energia elettrica, gas e idrico
S.P.F. Mediazione Srl – Organismo di mediazione	12/6/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa Srl – Organismo di mediazione (*)	12/6/2017 energia elettrica, gas e idrico
AccademiADR – Organismo di mediazione	3/11/2017 energia elettrica e gas 8/8/2018 energia elettrica, gas e idrico
Tota Consulting Srl – Organismo di mediazione (*)	1/12/2017 energia elettrica e gas
Organismo di conciliazione paritetica Iren SpA – Associazioni CNCU	26/2/2018 energia elettrica, gas, idrico, e telecalore
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia SpA/ Associazioni dei consumatori	12/4/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	8/6/2018 energia elettrica e gas

(segue)

⁵ Determina 1/DICU/2023 del 27 aprile 2023 e 2/DICU/2023 del 29 giugno 2023.

⁶ Determina 5/DICU/2024 e 6/DICU/2024 del 26 febbraio 2024.

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Conciliando Med di Legal Professional Network Srl – Organismo di mediazione	10/4/2019 energia elettrica e gas
Mediatori Professionisti Roma Srl – Organismo di mediazione	08/5/2019 energia elettrica e gas
Resolvo Srl – Organismo di mediazione (*)	13/12/2019 energia elettrica, gas e idrico
Conciliaconsumatori Srl – Organismo di mediazione	23/4/2020 energia elettrica e gas 28/7/2020 energia elettrica, gas e idrico
Facilita – Organizzazione indipendente per la gestione delle relazioni e dei gruppi – Società cooperativa – Organismo di mediazione	13/5/2020 energia elettrica e gas
Organismo di mediazione civile e commerciale della Società Umanitaria – Fondazione P.M. Loria denominato "Morris L. Ghezzi" – Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica, gas e idrico
Concilia Qui Srl – Organismo di mediazione	4/6/2020 energia elettrica e gas
A.D.R. Pro Gest Italia Srl – Organismo di mediazione	15/9/2020 energia elettrica, gas e idrico
A.N.GE.C. Associazione Nazionale Gestione Conflitti Srl – Organismo di mediazione	22/2/2021 energia elettrica e gas
Artes Srl – Organismo di mediazione	25/3/2021 energia elettrica, gas e idrico
Organismo Conciliativo del Servizio Idrico Toscano	1/6/2021 idrico
Rimedia Srl – Organismo di mediazione	7/1/2022 idrico
Sistema A.R. Mediazione Srl in sigla ARSMEDIA Srl – Organismo di mediazione	2/9/2022 energia elettrica e gas
ADR Conciliazione Srl – Organismo di mediazione	27/4/2023 energia elettrica e del gas
Conciliazione Concordia et Ius Srl – Organismo di mediazione	29/6/2023 energia elettrica, gas, idrico e telecalore

(*) Organismi iscritti in Elenco ai sensi dell'articolo 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA.

Nel corso del 2023 è, inoltre, proseguita la sopra accennata attività di monitoraggio del mantenimento del requisito della formazione specialistica⁷ da parte degli organismi ADR presenti in Elenco, ai sensi dell'art. 141-*nonies*, comma 2, del Codice del consumo. Tale attività ha riguardato, in particolare, l'obbligo di trasmissione all'Autorità dell'elenco dei conciliatori attivi, competenti nei settori oggetto di iscrizione, in possesso della citata formazione o del relativo aggiornamento (art. 3, comma 3.2, della Disciplina)⁸, attraverso la rendicontazione dell'aggiornamento formativo dei conciliatori preposti dall'organismo di riferimento alla gestione delle procedure ADR.

Per quanto riguarda, invece, il monitoraggio dell'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco, con riferimento al 2023, come di consueto, i dati e le informazioni sono stati trasmessi tramite il format predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità, che sintetizza quanto previsto dagli artt. 141-*quater*, comma 2 e 141-*nonies*, comma 4, del Codice del consumo in tema di rendicontazione obbligatoria delle attività da parte degli organismi iscritti in Elenco. Gli organismi sono, inoltre, anche obbligati a pubblicare le relazioni annuali sui

7 L'iscrizione nell'Elenco ADR dell'Autorità è subordinata all'attestazione del possesso, da parte dei conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità, nei quali l'organismo intende operare, dei requisiti di formazione specifica in tali settori acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a quattordici ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. L'organismo è iscritto con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la predetta formazione specifica e soltanto i conciliatori con la specifica formazione potranno svolgere l'attività di incaricati della risoluzione delle controversie nei settori in argomento. Il requisito dell'aggiornamento formativo è assolto se il relativo corso o seminario è completato con esito positivo nel corso del quarto semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento. Il mancato rispetto di quanto prescritto dal Codice del consumo e dalla Disciplina può costituire presupposto per l'avvio del procedimento di cancellazione dall'Elenco ADR dell'Autorità ai sensi dell'art. 5, comma 5.4, della Disciplina medesima.

8 Tale obbligo si ritiene assolto attraverso la trasmissione, agli Uffici della Direzione Responsabile, dell'elenco dei conciliatori in argomento, con cadenza almeno annuale.

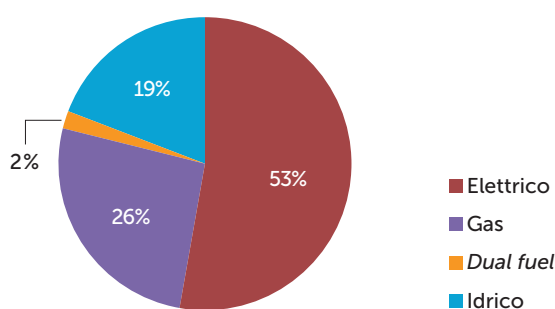
propri siti web (la relazione annuale del Servizio conciliazione è pubblicata nel sito web dell’Autorità e in quello dell’organismo – conciliazione.arera.it).

Alla data di elaborazione di questo paragrafo, 2 organismi (trasversali) hanno comunicato di non aver ricevuto domande di conciliazione per l’anno 2023, mentre per 3 organismi (trasversali) sono in corso approfondimenti.

Sulla base delle informazioni trasmesse dagli organismi ADR (al netto dei cinque sopra citati e con l’esclusione del Servizio conciliazione, per cui si rinvia al precedente paragrafo *Il Servizio conciliazione dell’Autorità*), nel 2023 si registra un sensibile aumento del numero totale delle domande ricevute, rispetto all’anno precedente (+ 26%). Nello specifico, su un totale di 1.676 domande (1.327 nel 2022), 1.351 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel* (a fronte delle 940 del 2022) e 325 hanno interessato il settore idrico (386 nel 2022); nessuna afferente al settore del telecalore (1 nel 2022).

Nel 2023 (Fig. 10.19), il settore che ha fatto registrare il maggior numero di domande di conciliazione è il settore elettrico (53%), seguito dal settore gas (26%) e dal settore idrico (19%).

FIG. 10.19 Organismi ADR: domande ricevute per settore (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

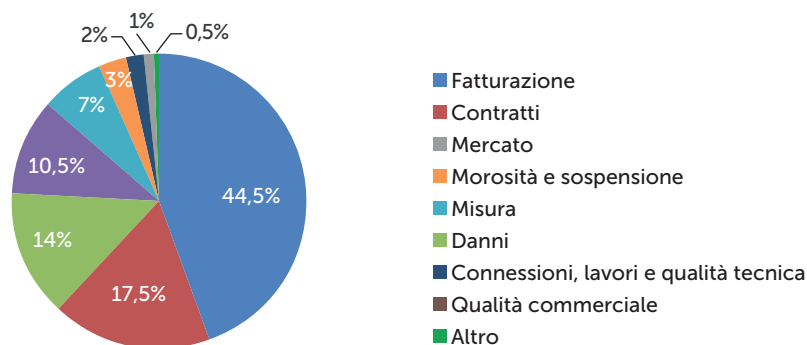
Il 68% delle domande presentate, per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica: in particolare, a tali organismi è ascrivibile il 73% delle domande relative ai settori energetici e il 50% di quelle presentate per il settore idrico.

Con riferimento alla tipologia di attivante, nel 44% dei casi il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un’associazione dei consumatori. Più nello specifico, tale percentuale riflette il volume delle domande ricevute dagli organismi di conciliazione paritetica, che, nella maggioranza dei casi, vengono presentate direttamente da un’associazione dei consumatori (63%); per quanto riguarda, invece, le domande presentate presso gli organismi trasversali, il cliente o utente finale si è avvalso, nel 74% dei casi, di un delegato professionista diverso dalle associazioni medesime (es. avvocato o commercialista).

Riguardo agli argomenti delle controversie, sia nei settori energetici che nel settore idrico, quello prevalente, anche nel 2023, continua ad essere la fatturazione, che si attesta, rispettivamente, al 44,5% (50% nel 2022) e al 65% (76% nel 2022). Seguono, nei settori energetici (Fig. 10.20), le controversie in tema di contratti (17,5%), mercato (14%), morosità e sospensione (10,5%), misura (7%), danni (3%) e, infine, connessioni e qualità tecnica (2%);

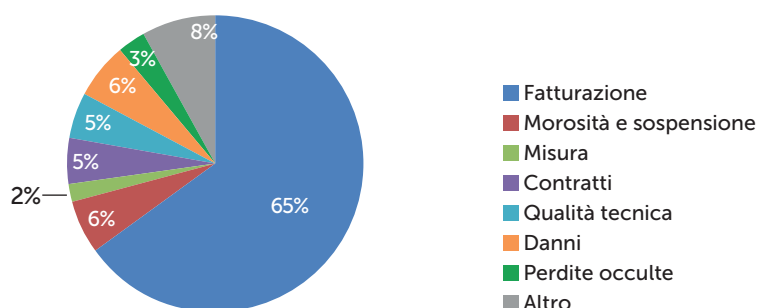
nel settore idrico (Fig. 10.21), quelle relative alla voce "altro" (8%), poi a morosità e sospensione (6%), danni (6%), qualità tecnica (5%) e contratti (5%).

FIG. 10.20 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie, settori energetici (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

FIG. 10.21 Organismi ADR: principali argomenti oggetto delle controversie nel settore idrico (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 1.676 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità è pari all'88% nel 2023 (84% nel 2022, a fronte di 1.327 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori, come si evince dalla tavola 10.12. La quasi totalità degli organismi dichiara di aver adottato forme online di accesso alle procedure (piattaforma telematica).

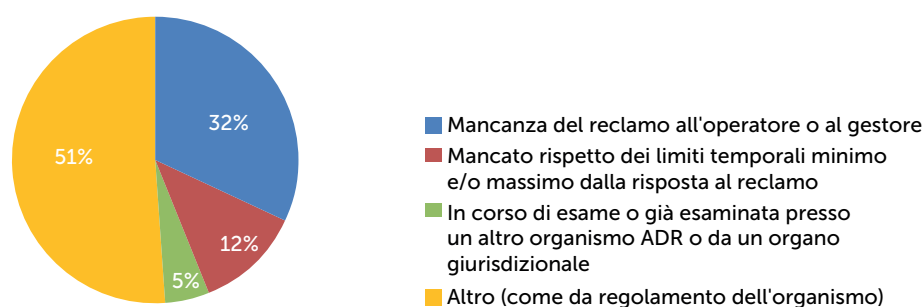
TAV. 10.12 Organismi ADR: percentuale di domande ammesse su domande ricevute per settore (2023)

SETTORE	N. DOMANDE RICEVUTE	% DOMANDE AMMESSE SU DOMANDE RICEVUTE
Elettrico	894	88,5%
Gas	429	96%
Idrico	325	77%
dual fuel	28	78%
Telecalore	0	0%
TOTALE	1.676	88%

Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, comunicati dai 7 organismi di conciliazione paritetica e dall'organismo settoriale a rilevanza regionale, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nelle relazioni annuali del 2023 tali organismi hanno evidenziato il dato relativo ai motivi previsti nei rispettivi regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, a cui è riconducibile il 51% dei casi di inammissibilità. Gli altri motivi di inammissibilità hanno riguardato: la mancanza del reclamo preventivamente inviato all'esercente (32%), il mancato rispetto dei termini minimi e massimi rispetto al reclamo e all'eventuale risposta per la presentazione della domanda (12%), i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (5%), come riportato nella figura 10.22.

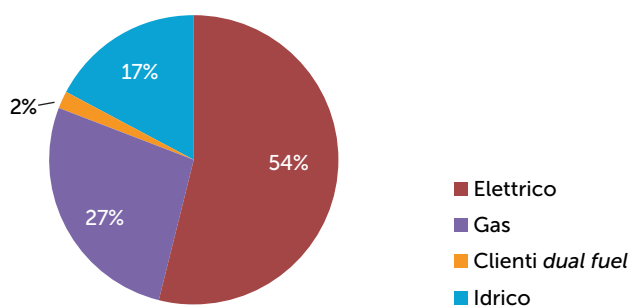
FIG. 10.22 Organismi ADR: principali motivi di inammissibilità delle domande (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli Organismi ADR.

Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2023, nell'86% dei casi, si sono concluse nel corso dello stesso anno, secondo la ripartizione per settore di cui alla figura 10.23; con riferimento al restante 14%, tali procedure risultano pendenti al 31 dicembre 2023 (10%) o interrotte (4%) nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

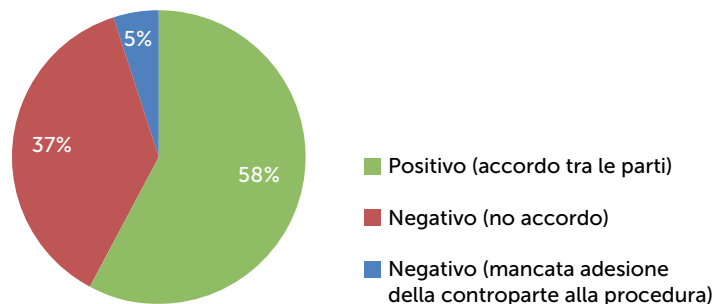
FIG. 10.23 Organismi ADR: distribuzione percentuale delle procedure concluse per settore (2023)



Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

I dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco evidenziano un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 10.24): nel 58% delle procedure concluse, le parti hanno raggiunto un accordo (70% nel 2022).

Tra le motivazioni di conclusione con esito negativo si registra anche una percentuale dovuta a mancata adesione della controparte alla procedura, che ha interessato esclusivamente gli organismi ADR trasversali, diversamente da quanto accade per le conciliazioni paritetiche ADR per le quali l'operatore si obbliga a partecipare alle procedure in virtù della sottoscrizione del Protocollo di intesa con le associazioni dei consumatori.

FIG. 10.24 Organismi ADR: esiti delle procedure concluse (2023)

Fonte: Relazioni annuali 2023 degli organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta dai clienti *dual fuel* (83%); a seguire i settori del gas (71%) ed elettrico (48%); le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 67% dei casi.

Nel 2023, gli accordi raggiunti sono da ricondurre per l'82% agli organismi ADR di conciliazione paritetica; per quest'ultimi, la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse da tali organismi è pari al 75%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2023, come negli anni precedenti, si evidenzia una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in circa 60 giorni in caso di accordo (59 giorni nel 2022), mentre, in caso di mancato accordo, le stesse si sono chiuse in 54 giorni (rispetto ai 50 giorni del 2022). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) appaiono comunque rispettati.

Valutazione dei reclami nel settore dei servizi ambientali

I reclami nel settore idrico

Con la delibera 233/2023/E/com, l'Autorità ha concluso il percorso di graduale estensione del sistema di tutele per l'*empowerment* e la risoluzione delle controversie (di cui alla premessa del presente Capitolo), in vigore già dal 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, anche agli utenti finali dei settori idrico e del telecalore. Tale percorso, con riferimento al settore idrico, ha tenuto conto sia delle peculiarità del servizio idrico integrato, anche su base territoriale, sia della progressiva evoluzione della relativa regolazione, nonché delle tempistiche necessarie ai gestori di minori dimensioni per strutturarsi al fine di adempiere agli obblighi informativi previsti dall'Autorità per dare una risposta agli utenti finali, nei casi di controversie che non trovano soluzione con il reclamo (si tratta per lo più di gestioni in forma autonoma da parte di Comuni di piccole o medie dimensioni). In particolare, a partire dal 30 giugno 2023, tutti i gestori del settore idrico sono obbligati, in caso di controversie non risolte con il reclamo, alla partecipazione alle eventuali procedure attivate dagli utenti finali dinanzi al Ser-

vizio conciliazione dell'Autorità⁹; il tentativo di conciliazione, anche per il servizio idrico, è divenuto condizione obbligatoria ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria e l'eventuale accordo sottoscritto costituisce titolo esecutivo, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lett. b), della legge 481/1995. L'obbligo di partecipare alle procedure convocate dinanzi al Servizio conciliazione prevede specifici vincoli informativi; i gestori sono tenuti a indicare, nel proprio sito web, nei nuovi contratti e nelle risposte ai reclami non risolutive della problematica, almeno le modalità di attivazione del Servizio conciliazione e di eventuali altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie, ad accesso gratuito, ai quali si impegnano a partecipare.

Restano escluse da tale disciplina le controversie afferenti al bonus sociale, che saranno ancora gestite dallo Sportello per il consumatore energia e ambiente presso Acquirente Unico, mediante il reclamo di seconda istanza, secondo quanto disciplinato dall'allegato B alla delibera 55/2018/E/idr.

I reclami di seconda istanza trasmessi dagli utenti all'Autorità nel primo semestre 2023 sono stati, quindi, gestiti direttamente dallo Sportello, mentre, a partire dal 1° luglio 2023, ad esclusione di quelli aventi ad oggetto il tema bonus, sono stati tutti reindirizzati al Servizio conciliazione, attraverso un riscontro scritto trasmesso sempre dallo Sportello, contenente le informazioni generali sulla regolazione dell'Autorità e sulle modalità di attivazione delle procedure conciliative.

Nel 2023 il numero complessivo di reclami scritti di seconda istanza trasmessi all'Autorità è stato di 7.194; il 96% di questi, pari a 6.871 reclami, ha riguardato argomenti inerenti il bonus sociale idrico e la relativa gestione è stata affidata allo Sportello (si veda al riguardo più diffusamente il paragrafo successivo "Iniziativa a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico"). Oltre al tema bonus, i reclami hanno avuto ad oggetto argomenti legati alla qualità del servizio ed in particolare (Tav. 10.13): la fatturazione (117 reclami, pari al 2% del totale), la qualità tecnica (101 reclami, pari al 1%), la morosità (70 reclami, pari all'1%), la qualità contrattuale del servizio (25 reclami, pari allo 0,3%), gli allacciamenti (10 reclami, pari allo 0,1%).

TAV. 10.13 Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami trasmessi allo Sportello per il settore idrico – (2023)

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
BONUS	6.871	96%
Riconoscimento bonus idrico – ritardo procedura	2.884	42%
Mancata erogazione bonus	2.699	39%
Requisiti – soglie ISEE	424	6%
Domande da validare	447	7%
Importo bonus ritenuto errato	152	2%
Domande respinte	197	3%
Altro	68	1%
FATTURAZIONE	117	2%
Conguagli	36	31%

(segue)

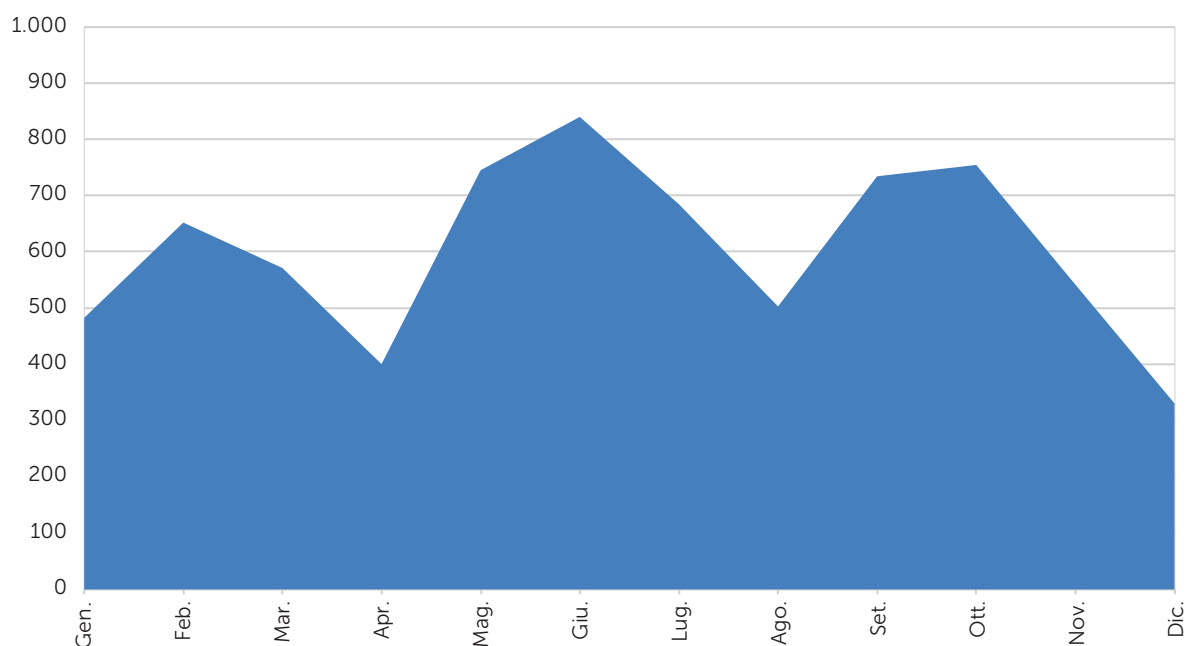
⁹ Ai sensi dell'art. 9, comma 9.4, del Testo Integrato Conciliazione (TICO), allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com.

ARGOMENTO/SUB-ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
Consumi	32	27%
Applicazione TICS	13	11%
Trasparenza bolletta	10	9%
Sisma	7	6%
Importi risalenti a 2 anni	7	6%
Rimborsi	4	3%
Periodicità – invio bollette	4	3%
Perdite occulte	3	3%
Rateizzazione	1	1%
QUALITÀ TECNICA	101	1%
Interruzioni	53	52%
Perdite idriche	35	35%
Livelli della pressione	12	12%
Sicurezza	1	1%
MOROSITÀ	70	1%
QUALITÀ CONTRATTUALE DEL SERVIZIO	25	0,3%
Caratteristiche fornitura	6	24%
Condizioni contrattuali	6	24%
Voltura	6	24%
Cessazione	4	16%
Indennizzi automatici	3	12%
ALLACCIAMENTI/LAVORI	10	0,1%
Lavori semplici-complessi	5	50%
Attivazione fornitura	3	30%
Costi e preventivi	2	20%
TOTALE	7.194	100%

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

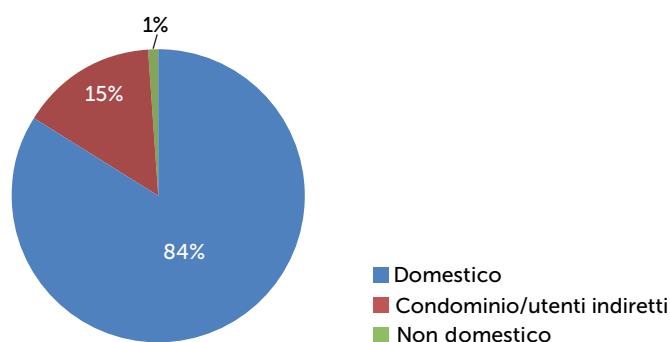
Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Nella successiva figura 10.25 viene data evidenza della tendenza, su base mensile, dei reclami gestiti dallo Sportello nel 2023. Si evidenzia una progressiva diminuzione del numero di reclami trasmessi dagli utenti a partire dal mese di ottobre 2023, determinata, per lo più, dall'efficientamento del processo per il riconoscimento del bonus sociale idrico che ha visto la progressiva abilitazione dei gestori a ricevere i flussi informativi da parte del SII.

FIG. 10.25 Trend relativo ai reclami gestiti dallo Sportello nel settore idrico (2023)

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

I reclami hanno interessato, nell'84% dei casi, utenze domestiche (residenti e non residenti), nel 15% utenze condominiali e nel restante 1% utenze non domestiche (Fig. 10.26); le istanze scritte sono state trasmesse prevalentemente via e-mail/PEC (57,9% del totale), per il 40,4 % tramite Portale dello Sportello e le restanti tramite posta ordinaria e fax (1,7%).

FIG. 10.26 Focus tipologia di utenti finali dei reclami (2023)

Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Con riferimento ai reclami gestiti nel 2023 (Fig. 10.27), si segnala che il 92% ha trovato soluzione attraverso la trattazione della controversia da parte dello Sportello, mentre il 7%, riferito al solo tema bonus, è risultato in fase di definizione alla data del 31 dicembre 2023 (tra questi casi rientrano quelli in cui si era in attesa di risposta del gestore o di riscontro da parte dell'utente). Nel rimanente 1% dei casi, il gestore non ha fornito risposta entro i termini indicati dallo Sportello, il quale, dopo aver provveduto anche con solleciti, ha trasmesso una segnalazione all'Autorità per gli eventuali seguiti di competenza.

FIG. 10.27 *Esito dell'attività di gestione dei reclami del settore idrico da parte dello Sportello (2023)*

Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Come riportato più in dettaglio nel sottoparagrafo “Sportello per il consumatore energia e ambiente: l’informazione ai clienti e utenti finali”, sono 140 i reclami ricevuti dallo Sportello nel primo semestre 2023 per i quali quest’ultimo ha provveduto a reindirizzare gli utenti al Servizio conciliazione, unico strumento disponibile post reclamo di primo livello in ragione dell’obbligo partecipativo alle procedure in capo ai gestori interessati.

Ammontano invece a 4.491, nel 2023, le richieste di informazioni scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico all’Autorità. Come i reclami scritti, anche le richieste di informazioni hanno interessato per lo più il tema del bonus idrico (64% del totale), seguito da argomenti legati alla fatturazione (16%), qualità contrattuale (7%) e morosità (5%). Sono risultate, infine, 22 le segnalazioni di utenti e associazioni su possibili disservizi o temi generali relativi al settore, mentre sono state 22 le istanze scritte che lo Sportello ha classificato come di non competenza dell’Autorità, poiché inerenti alla qualità della risorsa idrica o a temi di natura tributaria o fiscale.

Nel corso del 2023, gli Uffici dell’Autorità hanno, inoltre, gestito direttamente circa 70 istanze scritte, ritenute meritevoli di particolari approfondimenti poiché relative a richieste di intervento collettive o a segnalazioni sulla mancata applicazione delle disposizioni regolatorie (per lo più in tema tariffario) da parte dei gestori. Al fine di fornire riscontri puntuali e tempestivi, l’Autorità è intervenuta presso i gestori inviando richieste di informazioni e diffidando gli stessi al rispetto della regolazione, coinvolgendo, ove necessario, gli Enti di governo dell’ambito territorialmente competenti.

Nei confronti dei gestori che non hanno fornito riscontro alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello e alle diffide dell’Autorità, quest’ultima è intervenuta con l’adozione di procedimenti di intimazione ad adempiere; in particolare, nel 2023, è stata adottata la delibera 204/2023/E/com, con la quale sono stati intimati 32 gestori al rispetto dell’obbligo di risposta. Nel 2023, inoltre, a seguito dell’attività di monitoraggio dei reclami e delle segnalazioni scritte degli utenti finali, l’Autorità ha adottato 4 provvedimenti sanzionatori che si sono conclusi con l’irrogazione di sanzioni pecuniarie per un importo complessivo pari a circa 750.000 euro.

I reclami nel settore del telecalore

La delibera 233/2023/E/com di estensione del sistema di tutele, già efficace a regime per i settori energetici, ha interessato oltre al settore idrico anche quello del telecalore. Per gli utenti finali di questo settore, a partire dal 30 giugno 2023, nei casi in cui la problematica insorta con l’operatore non sia stata risolta mediante il reclamo

di primo livello, è possibile attivare una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità, alla quale gli operatori hanno l'obbligo di partecipare. Il numero dei reclami scritti trasmessi dagli utenti del settore del telecalore è rimasto sostanzialmente in linea con i volumi gestiti dallo Sportello nel 2022.

In particolare, nel 2023, come anche riportato nel sottoparagrafo "Sportello per il consumatore energia e ambiente: l'informazione ai clienti e utenti finali", sono state 189 le comunicazioni scritte inviate dagli utenti del settore e di queste, 49 sono state classificate come richieste di informazioni sulla regolazione applicabile al caso di specie e sugli strumenti di tutela post reclamo (reclami reindirizzati in conciliazione), mentre le restanti 140 hanno riguardato aspetti più generali o di non competenza dell'Autorità. Nell'89% dei casi (168) le comunicazioni sono state trasmesse da utenti finali, per il restante 11% (21) l'invio è avvenuto tramite delegati. Il 79% delle istanze scritte ha riguardato la trasparenza del servizio e, in particolare, i sub-argomenti della fatturazione e delle tariffe applicate dagli esercenti nel calcolo degli importi relativi ai consumi.

I reclami nel settore dei rifiuti

Con la delibera 28 dicembre 2023, 621/2023/E/rif è stato avviato dall'Autorità un procedimento per la graduale estensione, al settore dei rifiuti urbani, del sistema di tutele per la gestione delle richieste di informazioni, dei reclami e delle controversie dei clienti e utenti finali che, come meglio sopra rappresentato, è ormai operativo a regime anche per il settore idrico e per il telecalore. Il procedimento, coerentemente con quanto avvenuto per i settori energetici e per il settore idrico, terrà conto delle esperienze finora maturate¹⁰, al fine di individuare e tipizzare le problematiche e le controversie descritte dagli utenti, per meglio strutturare gli strumenti di secondo livello (ossia successivi al reclamo all'esercente) più idonei a garantire un efficace sistema di tutele, tenuto conto anche della recente evoluzione del quadro normativo e regolatorio del settore dei rifiuti.

Nel 2023 le comunicazioni scritte trasmesse dagli utenti finali all'Autorità sono state 230; di queste 126 sono state classificate come reclami, 99 come richieste di informazioni (di cui 16 con oggetto il tema bonus TARI) e 2 come segnalazioni.

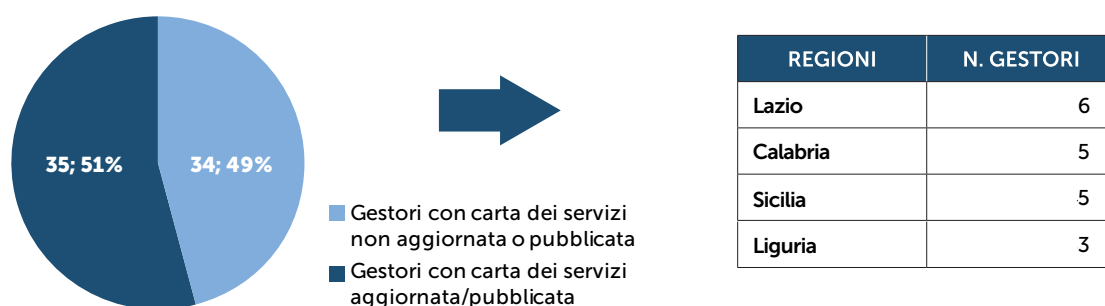
I reclami hanno interessato, in particolare, le tariffe applicate dai gestori (63%) e la qualità del servizio (33%). Con riferimento al tema della qualità del servizio, si segnala che, a partire dal 1° gennaio 2023, è entrato in vigore il Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF), approvato dall'Autorità con la delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif, con il quale sono stati definiti, tra l'altro, standard minimi e generali in materia di attivazione, variazione e cessazione del servizio nonché per la gestione dei reclami e delle richieste di informazioni scritte degli utenti.

L'attività di monitoraggio dello Sportello ha interessato, dal 2023, anche la pubblicazione, sui siti internet dei gestori, della Carta dei servizi, al fine di rilevarne l'aggiornamento con le disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale servizio. Le verifiche hanno sinora interessato 69 gestori, destinatari delle istanze scritte trasmesse dagli utenti allo Sportello; è emerso che il 51% del totale, pari a 35 gestori, ha pubblicato sul proprio sito internet la Carta dei servizi aggiornata alle disposizioni dell'Autorità, mentre, nel restante 49% dei casi,

¹⁰ Si fa riferimento all'attività sinora svolta dallo Sportello per tale settore, avviata nel 2018 con la delibera 197/2018/R/rif, con cui è stata prevista dall'Autorità una prima gestione delle istanze scritte attraverso il monitoraggio delle comunicazioni degli utenti finali.

pari a 34 gestori (prevalentemente piccoli Comuni che gestiscono direttamente il servizio), la Carta dei servizi non è stata aggiornata alle disposizioni regolatorie in tema di qualità del servizio.

FIG. 10.28 Focus sui gestori del settore rifiuti – Carta dei servizi (aggiornamento 2023)



Fonte: Sportello per il consumatore energia e ambiente.

L'evoluzione regolatoria, sia in materia tariffaria che riferita alla qualità contrattuale e di trasparenza del servizio, potrebbe implicare, già a partire dal 2024, un aumento della "domanda" di informazione da parte degli utenti del settore dei rifiuti.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico

Il 2023 è stato il terzo anno di attuazione del regime di riconoscimento automatico dei bonus sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico, introdotto dall'articolo 57-bis del decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124, convertito con modificazioni dalla legge 19 dicembre 2019, n. 157 (decreto legge n. 124/2019).

Anche nel 2023, in considerazione del rilevante incremento dei prezzi dell'elettricità e del gas, sono stati numerosi gli interventi del Governo che hanno introdotto importanti novità volte a fornire una crescente tutela e salvaguardia per le famiglie economicamente disagiate. Le modifiche previste hanno, infatti, da un lato incrementato la quantificazione del bonus da erogare, dall'altro esteso la platea dei percettori, innalzando le soglie dell'Indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) utili per l'accesso alla compensazione.

Il primo intervento è stato effettuato con la legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di bilancio 2023) che ha disposto, per il 1° trimestre 2023 (come già accaduto nel corso del 2022), il riconoscimento di una componente compensativa integrativa a carico del bilancio dello Stato (c.d. CCI) per i soli percettori di bonus elettrico e gas, al fine di contenere la spesa energetica per i consumatori, considerato il permanere di tensioni di prezzo sui mercati all'ingrosso. La medesima legge ha disposto, inoltre, l'innalzamento del livello di soglia ISEE, ammettendo a beneficiare della compensazione anche i nuclei familiari la cui attestazione ISEE, rilasciata nel corso del 2023, fosse compresa entro il valore di 15.000 euro. In ultimo, la norma ha introdotto un nuovo principio in base al quale la quantificazione della compensazione, limitatamente all'anno 2023, avrebbe dovuto essere diversificata

a seconda del valore dell'ISEE, in modo da determinare risparmi più elevati per i nuclei familiari con una condizione di disagio economico maggiore. Il Governo ha altresì demandato all'Autorità il compito di articolare e dare attuazione ai principi esposti nella legge n. 197/2023 con interventi regolatori specifici.

L'Autorità, con due successivi provvedimenti (delibere 24 gennaio 2023, 13/2023/R/com e 31 gennaio 2023, 23/2023/R/com), ha pertanto disposto che:

- i bonus sociali elettrico e gas fossero riconosciuti a tutti i nuclei che, nel corso del 2023, avessero ottenuto un'attestazione ISEE non superiore a 15.000 euro e, per garantire che tutti gli aventi diritto potessero beneficiare delle già menzionate componenti CCI per il 1° trimestre 2023, che il periodo di agevolazione, pari a 12 mesi, decorresse per tutti dal 1° gennaio 2023, indipendentemente dalla data di attestazione dell'ISEE;
- il valore soglia dell'ISEE, applicabile dal 1° gennaio 2023 per l'accesso ai bonus sociali per disagio economico, fosse aggiornato a 9.530 euro, in attuazione di quanto disposto dal DM 29 dicembre 2016, che prevede che l'Autorità aggiorni tale valore con cadenza triennale sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento;
- il valore dei bonus venisse differenziato in base al valore dell'ISEE, introducendo una nuova classe di agevolazione, denominata classe d)¹¹, per le attestazioni ISEE il cui valore fosse maggiore di 9.530 euro e non superiore a 15.000 euro, cui attribuire un bonus elettrico e gas pari all'80% della compensazione economica stabilita per i nuclei familiari con ISEE ordinario (entro 9.530 euro).

L'innalzamento a 15.000 euro della soglia ISEE ha consentito di beneficiare del meccanismo automatico a circa 1 milione e mezzo di famiglie, che avevano ottenuto un'attestazione ISEE superiore a 9.530 euro, ma entro la nuova soglia di 15.000. Si ricorda che l'accesso al meccanismo non garantisce l'erogazione del bonus sociale, in quanto il Sistema informativo integrato (SII) è tenuto ad effettuare i controlli sui requisiti di ammissibilità delle forniture potenzialmente agevolabili. Nel 2023 sono stati erogati, quindi, circa 4,5 milioni di bonus elettrici e 3 milioni di bonus gas (si vedano in dettaglio i dati della tavola 10.15); di questi, appartenevano alla nuova classe d) circa 1,5 milioni di clienti elettrici e 1,0 milioni di clienti gas.

Proseguendo nella disamina degli interventi governativi, il decreto legge 30 marzo 2023, n. 34, convertito con modificazioni dalla legge 26 maggio 2023, n. 56 (decreto legge n. 34/2023), ha fornito ulteriori disposizioni per il rafforzamento del bonus sociale elettrico e del bonus sociale gas sempre per l'anno 2023. In particolare, è stato previsto l'inserimento, anche per il II trimestre dell'anno 2023, di una componente integrativa, anch'essa a carico del bilancio dello Stato, per aiutare le famiglie a fronte del perdurare dello scenario fortemente rialzista sui prezzi delle *commodities* energetiche a livello internazionale. Il richiamato decreto ha inoltre stabilito di estendere, solo per l'anno 2023, il limite della soglia ISEE di accesso alla compensazione anche alle famiglie numerose (con almeno 4 figli a carico), portando il valore soglia da 20.000 a 30.000 euro (classe b-*bis*).

La delibera 30 marzo 2023, 134/2023/R/com, recependo quanto disposto dal decreto legge n. 34/2023, ha definito le componenti compensative per il bonus sociale integrativo (CCI) applicabili per il II trimestre 2023 per le diverse classi di titolari di bonus sociale, prevedendo il riconoscimento di un bonus sociale ridotto all'80% per i soggetti appartenenti alla classe d), mentre la successiva delibera 9 maggio 2023, 194/2023/R/com ha introdott-

¹¹ La classe a) è rappresentata dai nuclei familiari con ISEE \leq 9.530; la classe b) dai nuclei con $9.530 < \text{ISEE} \leq 20.000$ con 4 (o più) figli, indipendentemente dal fatto che i medesimi nuclei risultino percettori di Rdc/Pdc; la classe c) dai nuclei con ISEE > 9.530 percettori di Rdc/Pdc con meno di 4 figli; la classe d) dai nuclei familiari con $9.530 > \text{ISEE} \leq 15.000$ e infine la classe b)-*bis* dai nuclei con $20.000 < \text{ISEE} \leq 30.000$ e con 4 (o più) figli.

to la nuova classe di aventi diritto al bonus con riferimento alle famiglie numerose (fissando il limite di accesso all'agevolazione della soglia ISEE a 30.000 euro).

Si sintetizza di seguito nella tavola 10.14 la configurazione delle soglie di accesso e del valore percentuale dei bonus sociali relativi al 2023.

TAV. 10.14 Configurazione delle soglie ISEE per accedere ai bonus sociali nel 2023

Tipo bonus	Soglia ISEE (euro)	Soglia ISEE (euro) famiglie numerose	Valore bonus sociale
Elettrico/gas	9.530	30.000	100%
	15.000	-	80%
Idrico	9.530	20.000	100%

Fonte: ARERA.

L'articolo 57-*bis* della legge 19 dicembre 2019, n. 157 prevede che l'Autorità stipuli una Convenzione convenzione con ANCI al fine di garantire la gestione dei bonus sociali i cui beneficiari non risultino identificabili attraverso procedure automatiche. Come noto, il bonus sociale per disagio fisico, riconosciuto ai soggetti che utilizzano apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, viene riconosciuto in presenza di apposita attestazione rilasciata dalle Aziende Sanitarie Locali (ASL) territorialmente competenti. Per l'accesso al bonus il cliente è tenuto a presentare apposita domanda al Comune di residenza del titolare della fornitura (o del soggetto presso cui dimora il malato). Per garantire continuità nell'erogazione di tale bonus, attraverso il sistema SGAta gestito dell'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), l'Autorità ha pertanto provveduto a rinnovare la Convenzione già in essere con ANCI fino al 31 agosto 2024, con l'emanazione di due successivi provvedimenti (delibera 28 febbraio 2023, 83/2023/R/com e delibera 3 agosto 2023, 358/2023/R/com).

Per quanto riguarda il bonus sociale idrico, come emerge dai dati che seguono, il processo di riconoscimento della compensazione ha subito dei rallentamenti rispetto ai bonus erogati nei settori energetici. Tale ritardo è riconducibile, in parte, ad alcune peculiarità del settore idrico (il SII non è direttamente collegato ai gestori idrici e quindi non è popolato con le informazioni relative alle utenze idriche come accade invece per quelle dei settori energetici) e, in parte, alle criticità emerse in fase di implementazione dei sistemi, dovute sia ai molti adempimenti richiesti ai gestori lato *privacy*, sia alle difficoltà incontrate dai gestori di piccole dimensioni per problematiche tecniche di gestione dei flussi da e verso il SII. Infatti, oltre all'accreditamento al SII, i gestori idrici sono tenuti alla sottoscrizione dell'accordo di nomina e all'invio della valutazione di impatto sulla protezione dei dati (c.d. DPIA¹²) che dovrà essere successivamente approvata dall'Autorità al fine di consentire al SII di inviare i flussi funzionali all'erogazione del bonus (si veda al riguardo l'attività dell'RDP).

Su un totale di 1.625 gestori accreditati all'anagrafica dell'Autorità (ATID) alla fine del 2023, ne risultano accreditati al SII 661 e di questi, alla data del 31 dicembre 2023, ne sono stati abilitati alla ricezione dei flussi funzionali all'erogazione del bonus 509. A fronte di questi numeri, che possono sembrare contenuti, si evidenzia che i gestori attualmente in regola con gli adempimenti relativi all'accreditamento al sistema informativo integrato sono

12 DPIA, *Data Protection Impact Assessment*, prevista dall'art. 35 del menzionato Regolamento UE. I gestori di minori dimensioni (generalmente Comuni), che non effettuano trattamenti di dati su larga scala ai sensi del quadro normativo di riferimento in materia di *privacy*, sono stati esentati dall'obbligo di predisposizione della relativa DPIA.

prevalentemente quelli di maggiori dimensioni, tanto che la popolazione residente nei territori di competenza di questi gestori copre oltre il 90% della popolazione nazionale.

Ulteriori interventi regolatori si sono resi necessari poiché, in questi primi anni di applicazione del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale, sono emerse, soprattutto dall'analisi dei reclami inviati da clienti/utenti finali allo Sportello per il consumatore energia e ambiente, alcune criticità applicative che hanno reso opportuna l'introduzione di modifiche alle modalità operative di riconoscimento dei bonus, al fine di favorire l'erogazione dei bonus sociali a tutti gli aventi diritto.

In particolare, con la delibera 28 dicembre 2023, 622/2023/R/com, l'Autorità ha modificato e integrato alcune delle disposizioni contenute nella delibera istitutiva del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale (delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com), prevedendo, fra l'altro, la possibilità per il SII di riesaminare una pratica di bonus, nei casi in cui emerga che le cause di mancata erogazione della compensazione non siano imputabili ai clienti finali, nonché la modifica dei tempi di messa a disposizione del bonifico domiciliato gas che i clienti possono ritirare presso Poste Italiane, portandoli a 5 anni (ossia fino al termine di prescrizione del diritto). Ulteriori modifiche regolatorie hanno riguardato la riduzione di un mese dei tempi di erogazione del bonus in bolletta, prevedendo che il venditore eroghi il bonus nella prima fattura utile senza dover attendere che l'importo erogato venga anticipato dalla società di distribuzione e, ancora, la possibilità di erogare il bonus idrico in tutti i casi in cui il gestore del servizio idrico integrato non si sia accreditato al SII (o non abbia completato gli adempimenti in materia di *privacy*) con un'erogazione effettuata direttamente dal gestore idrico stesso.

Con la medesima delibera 622/2023/R/com, l'Autorità ha altresì rivisto i criteri ordinari di aggiornamento delle compensazioni per disagio economico, settori elettrico e gas, rispetto a quanto precedentemente previsto dalla delibera 63/2021/R/com. In particolare, sono stati introdotti nuovi criteri di calcolo volti a garantire, a tutela dei clienti, maggiore trasparenza, stabilità e prevedibilità della compensazione. A tal fine, è stato confermato l'attuale meccanismo di aggiornamento dei bonus ordinari che prevede una frequenza annuale, introducendo un nuovo meccanismo di calcolo che poggia sui medesimi criteri di stima della spesa annua futura (quotazioni *forward* annuali) già adottati per la predisposizione della spesa media annua indicata nel Portale offerte dell'Autorità e nelle Schede di confrontabilità¹³.

Inoltre, per i soli clienti finali di gas naturale, la spesa di riferimento annua viene calcolata tenendo conto della distribuzione geografica dei beneficiari di bonus tra i diversi ambiti tariffari (in coerenza con i dati pubblicati e resi disponibili sul sito internet dell'Autorità). Infine, per i clienti che utilizzano il gas anche per uso di riscaldamento, è stata introdotta un'erogazione dei bonus modulata su base trimestrale, al fine di favorire una maggiore coerenza tra la spesa effettivamente sostenuta dal cliente e la compensazione applicata nelle corrispondenti bollette.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico

Per effetto del riconoscimento automatico dei bonus sociali agli aventi diritto, nonché degli interventi governativi di innalzamento della soglia ISEE di accesso all'agevolazione intervenuti nel 2023, il numero complessivo di beneficiari di

¹³ La scheda sintetica prevista dal Codice di condotta commerciale di cui all'allegato A alla delibera 28 giugno 2018, 366/2018/R/com e s.m.i.

bonus sociali per disagio economico è significativamente aumentato rispetto agli anni precedenti, come evidenziato nella tavola 10.15: rispetto al 2022, infatti, i beneficiari nel 2023 sono cresciuti nella misura del 21,5%-23,1%.

TAV. 10.15 Clienti titolari di bonus elettrico e gas per disagio economico (2019-2023)

	REGIME DI ACCESSO "A DOMANDA" DEL NUCLEO FAMILIARE INTERESSATO			
	BONUS ELETTRICO		BONUS GAS	TOTALE BONUS EROGATI
	DISAGIO ECONOMICO	SOGGETTI TITOLARI DI CARTA ACQUISTI	DISAGIO ECONOMICO	
2019	829.209	8.389	558.514	1.396.112
2020	805.303	8.551	543.963	1.357.817
Regime di riconoscimento automatico (decreto legge n. 124/2019 e delibere attuative ARERA)				
2021	2.487.599	(*)	1.537.884	4.025.483
2022 (**)	3.766.105	(*)	2.441.158	6.207.263
2023 (***)	4.576.621	(*)	3.005.197	7.581.818
Variazione % 2023/2022	21,5%		23,1%	22,1%

(*) Nei beneficiari di bonus elettrico per disagio economico sono ricompresi i beneficiari della Carta acquisti (legge 4 dicembre 2008, n. 190) che, sin dalla prima introduzione della norma, hanno avuto accesso all'agevolazione automaticamente, tramite lo scambio di informazioni tra il Sistema informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema SGAt. Tali beneficiari sono oggi ricompresi nel nuovo regime automatico di riconoscimento dei bonus per disagio economico.

(**) Nel 2022 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), c), e d)

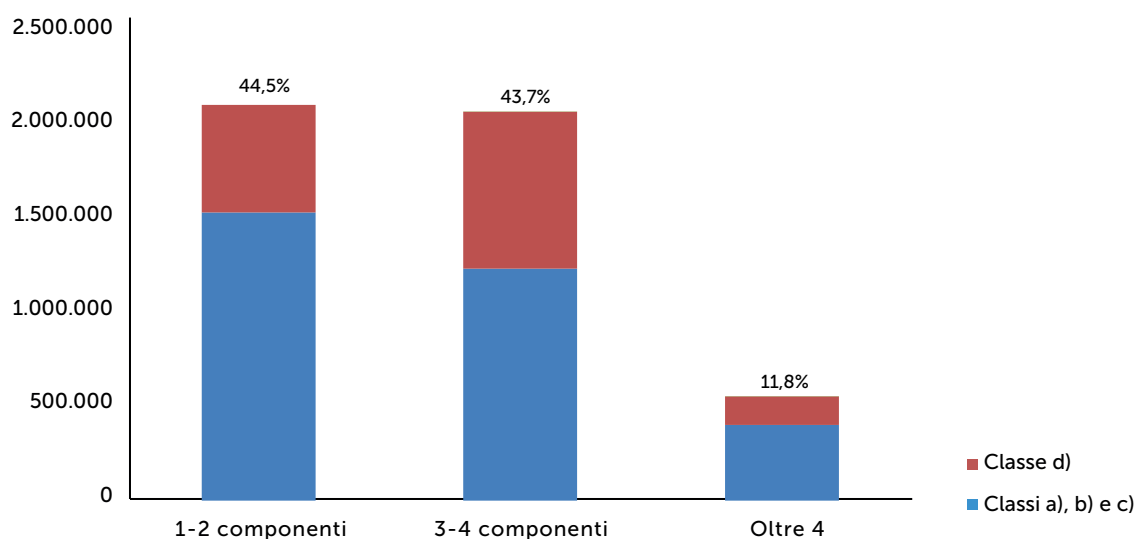
(***) Nel 2023 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), c), d) e b-bis (quest'ultima temporaneamente in vigore fino al 31 dicembre 2023).

Fonte: SII.

L'importo erogato stimato corrispondente ai bonus riconosciuti è pari a circa 1.427 milioni di euro per i bonus elettrici e a circa 716 milioni di euro per i bonus gas diretti¹⁴.

¹⁴ Importo annuo corrispondente ai bonus riconosciuti per l'anno di competenza 2023 in base al numero di bonus attivati per le diverse tipologie di bonus. I bonus hanno un periodo di agevolazione di 12 mesi, la cui decorrenza dipende dalla data di presentazione e di attestazione della DSU. La data di effettiva erogazione per i bonus riconosciuti a forniture dirette dipende dal ciclo di fatturazione. L'effettivo importo erogato viene rendicontato dai competenti operatori al SII su base bimestrale, entro 60 giorni dalla fine di ciascun bimestre.

FIG. 10.29 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2023)

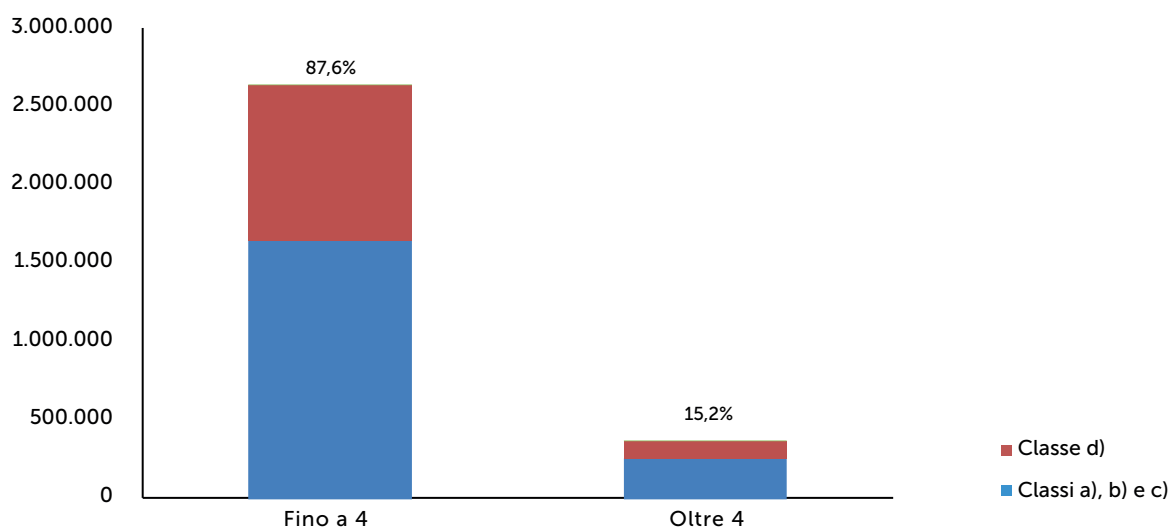


Fonte: elaborazioni su dati SII.

Per quanto riguarda il bonus elettrico, 3.068.671 bonus sono relativi alle classi a), b), e c), 1.506.448 alla classe d) e 1.502 alla classe b)-bis. La platea dei percettori del bonus elettrico è aumentata complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 21,5%.

Per quanto riguarda il bonus gas, 1.906.557 bonus sono relativi ai nuclei delle classi a), b), e c), e 1.097.397 relativi ai nuclei della classe d) e 1.243 ai nuclei della classe b) bis. La platea dei percettori del bonus gas è aumentata complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 23,1%.

FIG. 10.30 Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2023)



Fonte: elaborazioni su dati SII.

La ripartizione dei nuclei familiari beneficiari nelle diverse categorie, in cui vengono differenziati gli importi di bonus riconosciuti, rimane stabile rispetto all'anno precedente in termini di numerosità del nucleo familiare, con una netta prevalenza dei nuclei fino a 4 componenti, sia per il bonus elettrico sia per il bonus gas.

Per quanto riguarda i clienti gas, la ripartizione in base alla zona climatica¹⁵ di localizzazione della fornitura mostra una prevalenza di beneficiari nelle zone climatiche C e E, nelle quali è localizzato il 62,33% delle forniture dirette che hanno beneficiato dell'agevolazione.

Per quanto attiene al tipo di utilizzo del gas, i bonus riconosciuti sono relativi a forniture dirette per acqua calda sanitaria, cottura cibi e riscaldamento nel 56,4% dei casi (erano il 57,1% nel 2022), a forniture per soli usi di acqua calda sanitaria e cottura cibi nel 43,5% dei casi (erano 42,8% nel 2022) e marginalmente a forniture per solo riscaldamento (0,1%)¹⁶.

Per quanto riguarda i bonus gas riconosciuti ai clienti indiretti (per utilizzo di riscaldamento condominiale), come disposto dalla determina 24 gennaio 2022, 2/2022 – DACU, sono state inviate da Acquirente unico oltre 6,1 milioni di comunicazioni, di cui circa 3 milioni a nuclei che, in base alle verifiche effettuate dal SII, non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta di gas naturale (la quota rimanente di 3,1 milioni di lettere riguarda, invece, nuclei familiari che sono risultati titolari di una fornitura diretta di gas naturale per soli usi di acqua calda sanitaria e/o cottura cibi e che, dunque, qualora fossero stati serviti anche da una fornitura condominiale di gas per riscaldamento, avrebbero avuto diritto anche al bonus gas per riscaldamento).

Per poter ottenere il bonus sociale, i destinatari di tali comunicazioni devono dichiarare di usufruire di una fornitura di gas centralizzata per riscaldamento, il relativo PDR e le ulteriori informazioni richieste funzionali alle successive verifiche di ammissibilità da parte del SII previste dalla delibera 63/2021/R/com. In caso di esito positivo dei controlli, il cliente riceve il bonus sociale gas in un'unica soluzione mediante bonifico domiciliato. Il bonifico viene erogato da Poste Italiane su mandato di CSEA. Il nucleo familiare riceve una lettera con le istruzioni per la riscossione del bonifico che può essere effettuata in uno qualsiasi degli sportelli di Poste Italiane fino alla data di scadenza dell'agevolazione.

Con la delibera 622/2023/R/com, l'Autorità ha disposto che la scadenza dei bonifici domiciliati messi a disposizione dei clienti sia fissata a 5 anni, in modo tale che sia agevolata la riscossione da parte dei clienti finali (negli anni passati circa il 30% dei bonifici messi in pagamento non veniva riscossa entro la scadenza).

Nella gran parte dei casi, sulla base delle verifiche effettuate dal SII, i nuclei familiari in condizioni di disagio economico che non hanno beneficiato delle agevolazioni non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta attiva/sospesa per morosità (99,7% nell'elettrico e 99,8% nel gas).

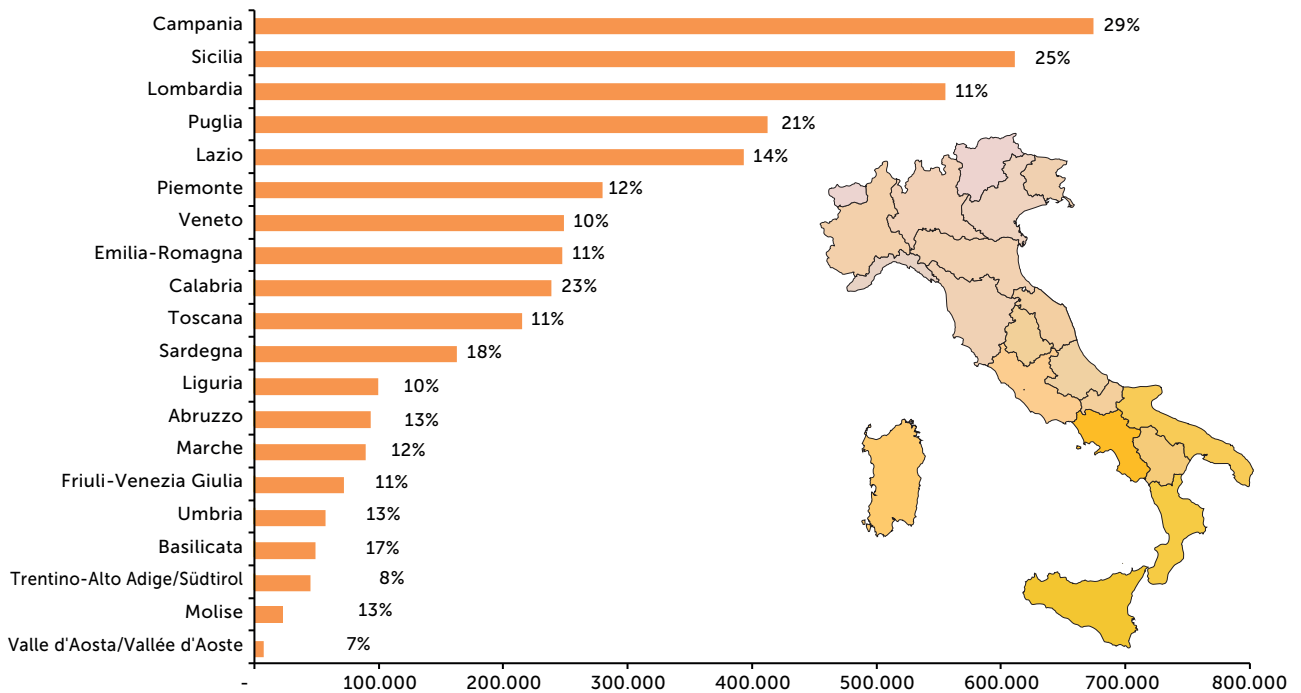
In un numero molto limitato di casi (0,3% per l'elettrico e 0,2% per il gas) il mancato riconoscimento del bonus è connesso all'individuazione di forniture dirette attive afferenti al nucleo familiare interessato che, tuttavia, non presentano gli ulteriori requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa e dalla regolazione.

¹⁵ Sono le zone climatiche sulla base delle quali sono determinati i periodi di accensione degli impianti di riscaldamento, definite dall'articolo 2 del DPR 26 agosto 1993 n. 412 e s.m.i.

¹⁶ Il confronto con gli anni precedenti è basato sui bonus riconosciuti a forniture dirette. Il processo per il riconoscimento per il bonus gas ai clienti che usufruiscono di una fornitura condominiale centralizzata, previsto dalla delibera 63/2021/R/com e basato sulle dichiarazioni rese dai nuclei familiari interessati, offre ai clienti un tempo più lungo per l'incasso del bonifico rispetto alle procedure ante automatismo e la rendicontazione dipende dagli effettivi incassi.

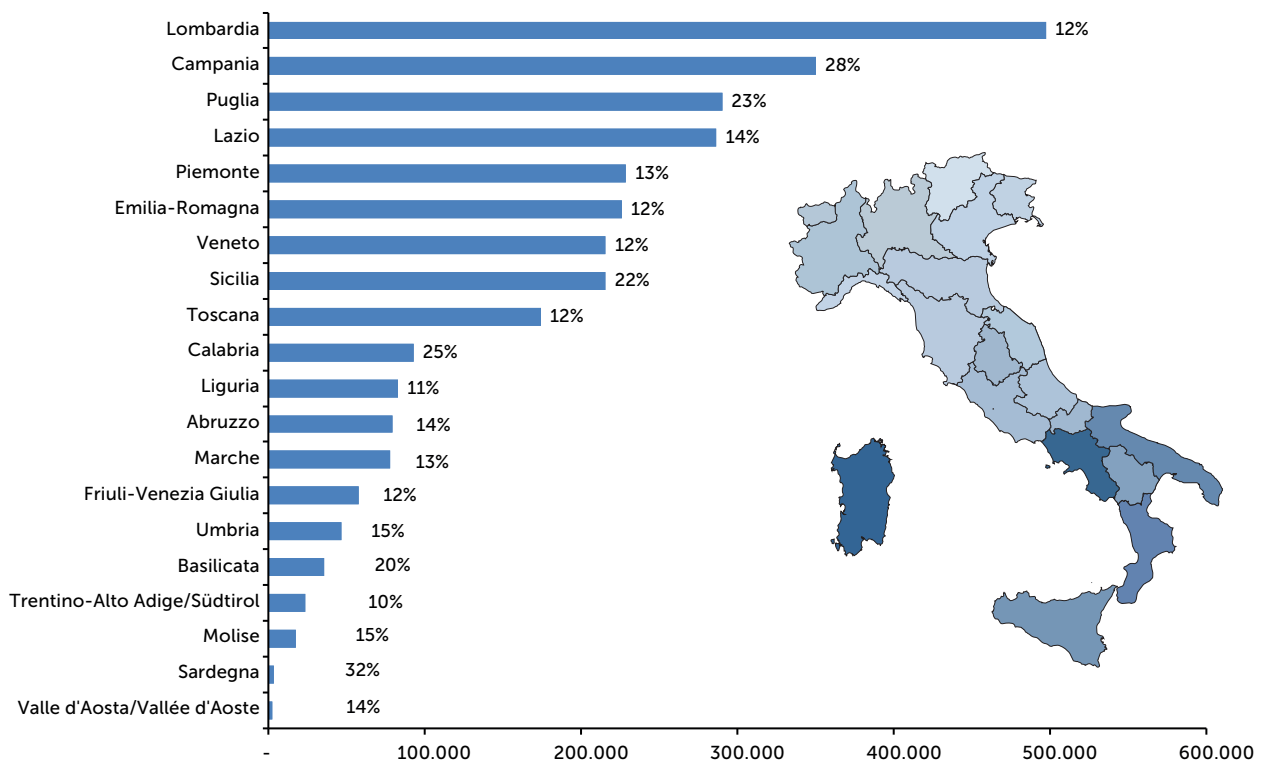
Le due figure 10.31 e 10.32 mostrano la distribuzione regionale dei bonus elettrici e dei bonus gas diretti per disagio economico complessivamente riconosciuti per l'anno 2023 e la percentuale rispetto ai POD/PDR totali domestici della singola regione.

FIG. 10.31 Distribuzione dei bonus elettrici per disagio economico a livello regionale e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (2023)



Fonte: SII.

FIG. 10.32 Distribuzione dei bonus gas a livello regionale e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (2023)



Fonte: SII.

Complessivamente è stato erogato un numero maggiore di bonus elettrici e gas nelle regioni del Sud (32,67% e 28,80%) rispetto alle altre macroaree del Paese (Tav. 10.16). La percentuale minima di bonus gas erogati si riscontra nelle isole, aree meno metanizzate.

TAV. 10.16 Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica^(A) (2023)

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
Elettrico^(B) % su totale bonus erogati	20,53%	13,40%	16,48%	32,67%	16,92%
Bonus gas % su totale bonus gas erogati	27,02%	17,41%	19,49%	28,80%	7,28%

(A) Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

(B) Escluso il bonus per disagio fisico, che incide per circa l'1,4% sul totale dei bonus elettrici in erogazione.

Fonte: elaborazione su dati SII.

Ammontare del bonus elettrico e gas per disagio economico

L'evoluzione degli importi del bonus elettrico per disagio economico erogati nei diversi trimestri del 2023 è illustrata nelle tavole 10.17 e 10.18; per facilitare una corretta lettura di questi valori è utile illustrare sinteticamente i principi di calcolo adottati:

- in attuazione delle disposizioni normative, nel corso dei primi tre trimestri del 2023, il bonus riconosciuto ai clienti rientranti nelle classi a), b) e c) è stato calcolato come somma di un bonus base (di importo costante e invariato rispetto al 2022) e di una CCI (calcolata in modo tale da minimizzare le variazioni di spesa media per i clienti beneficiari e, quindi, variabile in funzione del prezzo medio e dei consumi previsti nel trimestre);
- ai clienti beneficiari rientranti nella classe d) sono stati riconosciuti valori di bonus ridotti all'80% di quanto riconosciuto ai clienti rientranti nelle classi a), b) e c);
- i criteri di calcolo dei bonus sono cambiati nel quarto trimestre 2023, in attuazione di quanto disposto dal decreto legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito con modificazioni dalla legge 27 novembre 2023, n. 169 (decreto legge n. 131/2023); tale decreto ha infatti previsto che tornassero ad essere applicati i criteri vigenti fino al terzo trimestre 2021, ossia l'erogazione del bonus base aggiornato (escludendo, pertanto, la CCI) integrato con un contributo straordinario a favore dei clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico.

Per quanto riguarda i bonus sociali erogati nel quarto trimestre 2023 è utile precisare che i valori del bonus elettrico sono stati aggiornati calcolando la spesa energetica che sarebbe stata sostenuta nel corso del quarto trimestre 2023, per ogni tipologia di cliente beneficiario e poi calcolando, rispetto a questa, le riduzioni di spesa definite nella normativa di riferimento (30% della spesa per elettricità al lordo delle tasse)¹⁷. I valori del contributo straordinario (indicato nel seguito anche come CCS), invece, sono stati calcolati sulla base della somma complessivamente stanziata dal Governo (pari a 300 milioni) e dei criteri indicati nel decreto legge n. 131/2023¹⁸.

17 Trattandosi di una variazione intervenuta in corso d'anno, tale aggiornamento è stato espresso sotto forma di incremento del bonus ordinario (aggBo) già in vigore fino al terzo trimestre 2023. Tale incremento è stato indicato come "aggBO" nelle tabelle allegate alla delibera 429/2023/R/com; le compensazioni applicabili nel quarto trimestre 2023 sono dunque pari alla somma tra la quota parte della compensazione per bonus ordinario (espressa in €/anno/POD) e aggBO (espressa in €/trim/POD).

18 L'art. 1, comma 1, del decreto legge n. 131/23 ha previsto la definizione di un contributo "crescente con il numero di componenti del nucleo familiare secondo le tipologie già previste per il medesimo bonus sociale", "ripartendo nei 3 mesi l'onere complessivo di cui al comma 3 in base ai consumi attesi".

Con la delibera 28 settembre 2023, 429/2023/R/com si è proceduto anche a definire, per i mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, in attuazione all'art. 3 del decreto legge n. 34/2023, come modificato dall'art. 1, comma 8, del testo del decreto legge n. 131/2023, i valori del contributo straordinario crescenti in proporzione alla dimensione del nucleo familiare.

TAV. 10.17 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 (€/trimestre per punto di prelievo) nel 2023

€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO	I TRIMESTRE 2023 (CCE+CCI) (1)	II TRIMESTRE 2023 (CCE+CCI) (2)	III TRIMESTRE 2023 (CCE+CCI) (3)	IV TRIMESTRE 2023 BONUS ORDINARIO (CCE) + AGGIORNAMENTO (AGGBO) + CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CCS) (4)
DESCRIZIONE	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + AGGIORNAMENTO (AGGBO) + CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CCS)
1-2 componenti	182,70	49,14	50,60	98,44
3-4 componenti	236,70	59,15	61,64	127,88
Oltre 4 componenti	265,50	64,61	67,16	143,52

(1) delibera 735/2022/R/com.

(2) delibera 134/2023/R/com.

(3) delibera 297/2023/R/com.

(4) delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

TAV. 10.18 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 (€/trimestre per punto di prelievo) nel 2023

€/TRIMESTRE PER PUNTO DI PRELIEVO	I TRIMESTRE 2023 (1)	II TRIMESTRE 2023 (2)	III TRIMESTRE 2023 (3)	IV TRIMESTRE 2023 (4)
DESCRIZIONE	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + COMPENSAZIONE INTEGRATIVA TEMPORANEA (CCI)	BONUS ORDINARIO (CCE) + AGGIORNAMENTO (AGGBO) + CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CCS)
1-2 componenti	145,00	39,13	40,48	90,16
3-4 componenti	189,00	48,23	49,31	117,39
Oltre 4 componenti	214,40	52,78	53,73	131,74

(1) Delibera 23/2023/R/com.

(2) Delibera 134/2023/R/com.

(3) Delibera 297/2023/R/com.

(4) Delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Analogamente al bonus elettrico, anche i valori del bonus gas per disagio economico, illustrati nelle tavole 10.19 e 10.20, sono stati calcolati in modo differenziato per ciascun trimestre del 2023 (dal primo al terzo trimestre come somma di bonus base e CCI) e per le due classi di ISEE indicate in precedenza (superiore o inferiore a 9.530

euro, per i nuclei con meno di 4 figli), riconoscendo alla seconda classe un bonus pari all'80% rispetto al bonus ordinario assegnato alla prima classe¹⁹.

Nel quarto trimestre, venendo meno l'integrazione fornita dalle CCI, come già sopra descritto per il bonus elettrico, i valori del bonus gas sono stati aggiornati sulla base dei criteri ordinari indicati dalla normativa, differenziando l'entità della compensazione (pari al 15% della spesa per il gas al netto delle tasse) in funzione delle diverse categorie di clienti, distinte tra loro in base al numero di componenti del nucleo familiare, dall'uso che si fa del gas (acqua calda sanitaria e/o cottura cibi, uso riscaldamento, oppure entrambi i tipi di utilizzo) e dalla zona climatica in cui è localizzata la fornitura.

TAV. 10.19 Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 (€/trimestre per punto di riconsegna) nel 2023

AMMONTARE DELLA COMPENSAZIONE PER I CLIENTI DOMESTICI (€/TRIMESTRE PER PUNTO DI RICONSEGNA)		I trimestre 2023 (1)					II trimestre 2023 (2)					III trimestre 2023 (3)					IV trimestre 2023 (4)				
		Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)																					
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	64,8	64,8	64,8	64,8	64,8	25,48	25,48	25,48	25,48	25,48	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04
u=R	Riscaldamento	171	180	234	279	336,6	10,92	11,83	15,47	20,02	24,57	11,04	11,96	15,64	20,24	24,84	11,96	21,16	31,28	53,36	62,56
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	235,8	244,8	298,8	343,8	401,4	18,2	20,02	25,48	27,3	34,58	18,4	19,32	23	27,6	32,2	23	32,2	42,32	64,4	73,6
Famiglie oltre 4 componenti (j=2)																					
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	30,94	30,94	30,94	30,94	30,94	23	23	23	23	23	16,56	16,56	16,56	16,56	16,56
u=R	Riscaldamento	184,5	207	272,7	345,6	418,5	10,92	14,56	19,11	24,57	32,76	11,04	14,72	19,32	24,84	33,12	12,88	23,92	37,72	65,32	78,2
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	277,2	299,7	365,4	438,3	511,2	22,75	27,3	30,94	33,67	43,68	20,24	23,92	28,52	34,04	42,32	29,44	40,48	54,28	81,88	94,76

(1) Delibera 735/2022/R/com.

(2) Delibera 134/2023/R/com.

(3) Delibera 297/2023/R/com.

(4) Delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

TAV. 10.20 Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 e 15.000 (€/trimestre per punto di riconsegna) – 2023

Ammontare della compensazione per i clienti domestici (€/trimestre per punto di riconsegna)		I trimestre 2023 (1)					II trimestre 2023 (2)					III trimestre 2023 (3)					IV trimestre 2023 (4)				
		Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)																					
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	20,02	20,02	20,02	20,02	20,02	13,98	13,98	13,98	13,98	13,98	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
u=R	Riscaldamento	136,8	144	187,2	223,2	269,1	9,1	9,1	12,74	16,38	20,02	8,83	9,57	12,51	16,19	19,87	9,2	16,56	24,84	42,82	46,68
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	189	196,2	239,4	275,4	321,3	14,56	16,38	20,02	21,84	27,3	14,72	15,46	18,4	22,08	25,76	18,4	25,76	34,04	51,52	58,88
Famiglie oltre 4 componenti (j=2)																					
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	73,8	73,8	73,8	73,8	73,8	24,57	24,57	24,57	24,57	24,57	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	12,88	12,88	12,88	12,88	12,88
u=R	Riscaldamento	147,6	165,6	217,8	276,3	334,8	9,1	11,83	15,47	20,02	26,39	8,83	11,78	15,46	19,87	26,5	10,12	19,32	30,36	52,44	62,56

(segue)

¹⁹ In attuazione all'art. 1, comma 18, della legge 29 dicembre 2022 n. 197.

Ammontare della compensazione per i clienti domestici (€/trimestre per punto di riconsegna)	I trimestre 2023 (1)					II trimestre 2023 (2)					III trimestre 2023 (3)					IV trimestre 2023 (4)				
	Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)					Zona climatica (z)				
	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F	A/B	C	D	E	F
u=ACR Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	189	239,4	292,5	351	408,6	18,2	21,84	24,57	27,3	34,58	16,19	19,14	22,82	27,23	33,86	23,92	32,2	43,24	65,32	75,44

(1) delibera 23/2023/R/com.

(2) delibera 134/2023/R/com.

(3) delibera 297/2023/R/com.

(4) delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus idrico per disagio economico

Per quanto riguarda il settore idrico, nel 2023 sono stati riconosciuti 2.298.812 bonus sociali a fronte di 461.334 bonus riconosciuti nel 2020, ultimo anno di applicazione del precedente sistema a domanda, con un incremento pari al 398%. Nel corso del 2023 è proseguita, inoltre, l'erogazione dei bonus di competenza degli anni pregressi (1,6 milioni e 1,9 milioni, rispettivamente, per il 2021 e per il 2022) non erogati a causa degli adempimenti in materia di privacy e dell'implementazione dei meccanismi di gestione dei flussi.

Il rilevante incremento dei bonus erogati è riconducibile agli interventi regolatori effettuati dall'Autorità nel corso del 2023, al fine di consolidare il processo applicativo di riconoscimento automatico del bonus sociale idrico, e alle azioni mirate di accompagnamento per favorire l'accREDITAMENTO di tutti i gestori idrici al SII, inclusi quelli di minori dimensioni.

Il bonus per disagio fisico

Il bonus elettrico per disagio fisico è una misura volta a ridurre la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai nuclei familiari in cui è presente un componente che utilizza apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita. Poiché l'accesso al bonus elettrico per disagio fisico non rientra nell'ambito di applicazione dell'art. 57-bis, comma 5, del decreto legge n. 124/2019, per usufruirne occorre presentare apposita domanda, accompagnata dal certificato della ASL competente che attesti la necessità di utilizzare le apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, e che indichi il tipo di apparecchiatura utilizzata e le ore di utilizzo giornaliero. L'agevolazione è articolata in tre fasce di consumo, in funzione del tipo di/delle apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura/e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base degli elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle dodici fasce di compensazione previste. Le tre fasce di utilizzo sono ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata della fornitura.

Al 31 dicembre 2023 i nuclei familiari con bonus attivo per disagio fisico erano 64.828, in aumento del 24,2% rispetto all'anno precedente (Tav. 10.21).

TAV. 10.21 Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico (anni 2018-2023)

	CLIENTI TITOLARI DI BONUS PER DISAGIO FISICO
2018	35.903
2019	41.068
2020	41.046
2021	41.967
2022	52.176
2023	64.828
Variazione % 2022/2023	24,24%

Fonte: SGAté.

La tavola 10.22 confronta la distribuzione per fasce dei beneficiari di bonus per disagio fisico registrata nell'anno 2023 con quella registrata nell'anno precedente; risultano in lieve diminuzione i percettori delle fasce fino a 3 kW di potenza, in diminuzione quelli della fascia minima con 4,5 kW di potenza. In lieve aumento, invece, considerando nel complesso tutte le potenze le fasce minime (fino a 600 kWh/anno) e medie (consumo compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno).

TAV. 10.22 Ripartizione percentuale per fasce dei bonus per disagio fisico (2022 e 2023)

	2022			2023		
	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA	FASCIA MINIMA	FASCIA MEDIA	FASCIA MASSIMA
	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	57,48%	18,72%	12,15%	57,15%	18,52%	11,70%
Da 3,5 kW	6,49%	2,63%	2,29%	7,02%	2,87%	2,38%
Da 4 kW	0,01%	0,01%	0,01%	0,03%	0,02%	0,01%
Da 4,5 kW	0,11%	0,06%	0,03%	0,17%	0,07%	0,05%
TOTALE	64,09%	21,42%	14,48%	64,37%	21,48%	14,14%

Fonte: SGAté.

Con le delibere 29 dicembre 2022, 735/2022/R/com, 134/2023/R/com, 28 giugno 2023, 297/2023/R/com e 429/2023/R/com l'Autorità ha definito l'ammontare dei valori del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico per i quattro trimestri del 2023. Con l'ultima delle summenzionate delibere, analogamente a quanto sopra descritto per i bonus elettrici e gas, l'Autorità ha proceduto ad aggiornare i valori del bonus per disagio fisico per il quarto trimestre 2023 applicando i criteri ordinari, cioè ponendoli pari alla spesa energetica per l'extra consumo indotto dalle apparecchiature salvavita, differenziato in funzione della potenza impegnata e della fascia di consumo legato al tipo di apparecchiatura. Rispetto ai valori di bonus base vigenti in precedenza, si registrano variazioni di entità molto variabile a seconda del profilo considerato, in modo non sempre proporzionale alla variazione intervenuta nei prezzi dell'energia elettrica; tale apparente anomalia si spiega con il fatto che questo

ricalcolo completo viene effettuato per la prima volta dopo l'attuazione della riforma delle tariffe domestiche (intervenuta gradualmente tra il 2016 e il 2020), che ha eliminato la struttura progressiva delle componenti tariffarie. Per alcune tipologie di clienti in condizioni di disagio fisico si è dunque verificato che l'incremento dei prezzi dell'energia fosse più che compensato dalla riduzione di spesa legata all'eliminazione della progressività. Ciò nonostante, l'Autorità ha ritenuto opportuno, per il quarto trimestre, non apportare alcuna variazione e mantenere le compensazioni inalterate, ossia i valori del bonus ordinario uguali a quelli del trimestre precedente. La tavola 10.23 indica i valori del bonus per disagio fisico in vigore per l'anno 2023, la componente ordinaria, la componente integrativa CCF e l'aggiornamento aggBO.

TAV. 10.23 Ammontare del bonus elettrico per i clienti in stato di disagio fisico (anno 2023)

Extra consumo rispetto a utente tipo (2700/kWh/anno)		I trimestre 2023 (1)	II trimestre 2023 (2)	III trimestre 2023 (3)	IV trimestre 2023 (4)
€/trimestre per punto di prelievo		Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + compensazione integrativa temporanea (CCI)	Bonus ordinario (CCF) + aggiornamento (aggBO)
FASCIA MINIMA fino a 600 kWh/anno	fino a 3 kW	99,00	59,15	59,80	47,84
	3,5 kW	111,60	74,62	78,20	57,96
	4,0 kW	117,00	81,90	88,32	60,72
	da 4,5 kW in su	169,20	137,41	146,28	111,32
FASCIA MEDIA tra 600 e 1200 kWh/anno	fino a 3 kW	171,90	91,91	93,84	80,96
	3,5 kW	180,00	102,83	106,72	86,48
	4,0 kW	185,40	111,02	117,76	90,16
	da 4,5 kW in su	240,30	169,26	179,40	140,76
FASCIA MASSIMA oltre 1200 kWh/anno	fino a 3 kW	248,40	128,31	130,64	120,52
	3,5 kW	253,80	136,50	141,68	123,28
	4,0 kW	260,10	145,60	152,72	126,04
	da 4,5 kW in su	311,40	200,20	210,68	170,20

(1) Delibera 735/2022/R/com.

(2) Delibera 134/2023/R/com.

(3) Delibera 297/2023/R/com.

(4) Delibera 429/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Con la delibera 11 aprile 2023, 153/2023/R/com è stata data attuazione alle disposizioni del DPCM 15 marzo 2023, attuativo dell'articolo 14-bis del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 marzo 2022, n. 25 – Fondo per il sostegno delle famiglie delle persone con malattia grave che utilizzano energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita. Tali disposizioni hanno previsto l'erogazione di un contributo *una tantum*, per punto di prelievo, ai percettori di bonus per disagio fisico alla data del 31 dicembre 2022, per forniture elettriche con livelli di potenza uguale o superiori a 3,5 kW e con intensità e utilizzo di apparecchiature salvavita posizionati nelle fasce media (fra 600 e 1200 kWh) e massima (oltre 1200 kWh). L'importo stanziato dal DPCM 15 marzo 2023 è stato ripartito tra i soggetti

interessati, e sono state date disposizioni agli operatori di corrispondere i contributi *una tantum* nella prima fattura utile (Tav. 10.24).

TAV. 10.24 *Ammontare del contributo una tantum per i clienti in condizione di disagio fisico (€/punto di prelievo) di cui al DPCM 15 marzo 2023*

EXTRA CONSUMO RISPETTO A UTENTE TIPO (2700/KWH/ANNO)	POTENZA DELLA FORNITURA AGEVOLATA	CONTRIBUTO UNA TANTUM IN ATTUAZIONE DEL DPCM 15 MARZO 2023 (€/PUNTO DI PRELIEVO) (1)
FASCIA MEDIA tra 600 e 1200 kWh/anno	3,5 kW	190
	4 kW	190
	da 4,5 kW in su	190
FASCIA MASSIMA oltre 1200 kWh/anno	3,5 kW	190
	4 kW	190
	da 4,5 kW in su	190

(1) Delibera 153/2023/R/com.

Fonte: ARERA.

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni rappresentative dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi Protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento. Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni accreditate nel Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009. Dal 2013 l'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa stipulato con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici sono, inoltre, regolarmente coinvolte nelle attività di consultazione e di approfondimento, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici. Tra gli argomenti che nel 2023 sono stati oggetto di iniziative di approfondimento e confronto, oltre ai tradizionali incontri per la presentazione dei provvedimenti di aggiornamento delle condizioni economiche in regime di tutela per i clienti domestici, rientrano la definizione delle disposizioni regolatorie in materia di rimozione dei servizi in regime di tutela per i clienti domestici non vulnerabili, con focus sulla transizione al nuovo regime e alle relative condizioni di fornitura, e la revisione della regolazione in materia di trasparenza delle bollette per i servizi elettrico e gas.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2023 è proseguita la realizzazione delle attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità²⁰.

Tali risorse hanno garantito, anche per il 2023, in via prioritaria, la copertura dei costi sostenuti per la realizzazione e la gestione del Portale offerte da parte di Acquirente unico, come stabilito dalla legge concorrenza 2017²¹. In attuazione di quanto previsto dalla delibera 7 luglio 2020, 257/2020/E/com, la copertura dei costi del Portale è avvenuta in base ai provvedimenti con i quali l'Autorità ha determinato i costi riconosciuti in acconto e approvati a consuntivo, e i relativi conguagli, per le diverse attività di Acquirente unico sottoposte alla regolazione dell'Autorità o svolte in avalimento²².

I progetti a vantaggio dei consumatori attuati nel corso del 2023, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità approvate dal Ministro delle imprese e del made in Italy, hanno riguardato:

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR (progetto PDR), svolte presso il Servizio conciliazione dell'Autorità o presso organismi ADR iscritti nell'elenco istituito con la delibera 17 dicembre 2015, 620/2015/E/com, che offrono procedure gratuite per i consumatori. Tra tali soggetti rientrano gli organismi ADR paritetici, previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese o associazioni di imprese, disciplinati dal Codice del consumo. Il progetto, che copre il triennio 2023-2025 in continuità con un analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2022, ha comportato l'erogazione di contributi forfetari in relazione all'attività di rappresentanza del consumatore svolta dalle associazioni di consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'articolo 137 del Codice del consumo, per le procedure ADR svolte in conformità alle previsioni del relativo regolamento di conciliazione e concluse con il perfezionamento e la sottoscrizione in data certa di un verbale di accordo. Nel corso dell'anno 2023, nell'ambito del progetto PDR, sono state ammesse al contributo 6.925 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 6.232 svolte presso il Servizio conciliazione e le restanti 693 svolte presso organismi ADR paritetici;
- l'attivazione, per il triennio 2023-2025, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'articolo 137 del Codice del consumo (progetto PQS). Il progetto, in continuità con l'analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2022, promuove l'operatività di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico, gas e idrico, e comporta la copertura dei costi operativi del servizio fornito e delle attività di comunicazione destinate a promuovere la conoscenza e l'accesso dei consumatori ai servizi. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 39 sportelli territoriali (a fronte dei 35 sportelli operativi nel triennio precedente). Nel corso del 2023, gli sportelli hanno registrato complessivamente 32.082 contatti con i consumatori per richieste di informazione o assistenza, che hanno dato

²⁰ Ai sensi dell'articolo 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con legge 14 maggio 2005, n. 80, l'ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità è destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro delle imprese e del made in Italy su proposta dell'Autorità stessa. La norma è stata modificata da ultimo con il decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, che ha previsto all'articolo 14, tra l'altro, il trasferimento del Fondo sanzioni, e delle relative competenze, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

²¹ Legge 4 agosto 2017, n. 124; articolo 1, comma 64.

²² Delibera 14 marzo 2023, 101/2023/A; delibera 20 giugno 2023, 274/2023/A.

luogo, in caso di richieste di assistenza, all'avvio di 9.603 specifiche azioni (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione, ricorsi giurisdizionali) nei confronti di soggetti esercenti il servizio.

Nel corso del 2023, l'Autorità ha inoltre proposto al Ministro delle imprese e del made in Italy, con la delibera 21 novembre 2023, 527/2023/E/com, la conferma in via definitiva della procedura per il finanziamento delle attività di realizzazione e gestione del Portale Offerte di cui alla delibera 7 luglio 2020, 257/2020/E/com, fatti salvi gli adeguamenti che potranno rendersi necessari in relazione a eventuali future modifiche del quadro normativo di riferimento; la proposta è stata approvata dal Ministro con decreto 14 dicembre 2023.



CAPITOLO

11



**VIGILANZA, SANZIONI
E CONTENZIOSO**

INTERSETTORIALE

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

L'Autorità effettua controlli sui comportamenti degli operatori tenuti al rispetto delle disposizioni regolatorie individuando di volta in volta il perimetro di intervento, attraverso la definizione di un programma di attività annuale o deliberando specifiche campagne di vigilanza a fronte di segnalazioni o di evidenze in possesso degli Uffici. Per questo tipo di attività l'Autorità si avvale di diversi strumenti, quali indagini conoscitive, sopralluoghi ispettivi e controlli documentali.

Nel 2023 sono state effettuate le prime attività operative in collaborazione con l'Arma dei Carabinieri, ai sensi del Protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e l'Arma, siglato nel 2022.

Inoltre, sono proseguite le attività di controllo svolte con la collaborazione della Guardia di Finanza, sulla base di quanto previsto dal vigente Protocollo di intesa tra le due istituzioni, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 19 marzo 2001, n. 68. Attraverso il Nucleo speciale beni e servizi, la Guardia di Finanza fornisce un contributo significativo alle attività di controllo dell'Autorità, in termini sia di risorse, sia di competenze.

Qualora dalle attività di controllo emergano casi di non conformità alle disposizioni regolatorie, l'Autorità adotta i conseguenti provvedimenti a carattere prescrittivo e/o sanzionatorio nei confronti degli operatori. Gli esiti di tali attività rilevano anche ai fini dell'eventuale revisione delle discipline regolatorie, in un processo volto al continuo miglioramento delle norme che si fonda sull'esperienza acquisita nella loro applicazione.

Relativamente all'anno 2023, l'attività di vigilanza ha visto lo svolgimento sia di attività ispettive, sia di attività di controllo documentale che ha consentito di controllare l'operato di una vasta platea di soggetti e nuovi ambiti di attività.

Più in dettaglio, l'attività di vigilanza è stata svolta nel 2023 attraverso:

- verifiche ispettive *in loco*, riguardanti temi prioritari come il corretto funzionamento dei mercati, la tutela dei consumatori (*bonus sociale*) e la sicurezza e la qualità del servizio;
- controlli documentali, relativi in particolare alle verifiche sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori), al rispetto della regolazione da parte delle imprese di vendita al dettaglio di energia elettrica e gas in materia di procedure di *fuel mix disclosure*, nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità.

Inoltre, nel corso dell'anno sono state adottate le delibere 16 maggio 2023, 205/2023/E/com e 12 dicembre 2023, 581/2023/E/com che hanno determinato le penalità, previste dalla delibera 592/2021/R/com per favorire la partecipazione dei venditori di energia elettrica e gas naturale a processi regolari e trasparenti di definizione delle dinamiche dei prezzi, a carico degli operatori che non avevano trasmesso all'Autorità i prezzi medi applicati ai clienti rispettivamente nel secondo semestre 2022 e nel primo semestre 2023.

È proseguita infine l'attività di monitoraggio dello stato delle gestioni nei settori regolati attraverso l'Anagrafica operatori, anche per mezzo di approfondimenti condotti a livello comunale grazie alle anagrafiche territoriali (gas, idrica, teleriscaldamento e rifiuti).

Verifiche ispettive

La tabella di dettaglio (Tav. 11.1) evidenzia l'ampio spettro degli ambiti di controllo per i quali sono stati effettuati sopralluoghi ispettivi. Nel 2023, il numero delle ispezioni effettuate è rimasto sostanzialmente invariato rispetto all'anno precedente.

Attraverso le verifiche con sopralluogo sono stati condotti accertamenti in nuovi campi d'indagine, con particolare attenzione al segmento della vendita *retail* dell'elettricità e del gas per quanto attiene sia alla tutela del consumatore (*bonus* sociale) sia ai processi commerciali (vulture massive); è stato mantenuto l'obiettivo di un adeguato presidio di controllo sulla qualità del servizio, in considerazione della rilevanza del tema per i clienti finali (pronto intervento gas, controlli sugli incentivi economici alla sicurezza nel servizio di distribuzione del gas, qualità del servizio di trasmissione elettrica); sono stati inoltre effettuati controlli presso imprese già precedentemente sanzionate per verificare che non avessero violato la medesima regolazione.

Due verifiche ispettive (quelle in materia di vulture massive) sono state svolte, per la prima volta, con la collaborazione dell'Arma dei Carabinieri e, le rimanenti, con la collaborazione del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza.

TAV. 11.1 Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2019-2023 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2019	2020	2021	2022	2023
Tutela dei consumatori	6	1	1	4	3
Tariffe e <i>unbundling</i>	11	-	-	2	-
Qualità del servizio	89	36	16	17	19
Mercati all'ingrosso e <i>retail</i>	1	5	2	2	2
Connessione degli impianti di produzione	3	3	-	-	-
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato	9	5	-	-	-
TOTALE	119	50	19	25	24
<i>Di cui con la collaborazione di:</i>					
Arma dei Carabinieri	-	-	-	-	2
Guardia di Finanza – Nucleo speciale beni e servizi	119	50	19	25	22
Stazione sperimentale per i combustibili	64	27	-	-	-

Fonte: ARERA.

TAV. 11.2 *Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2019-2023 – Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo*

ARGOMENTO	2019	2020	2021	2022	2023
Tutela dei consumatori					
<i>Bonus sociale</i>					1
Impegni ripristinatori	2	-	-	-	-
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas e altri adempimenti connessi alla vendita	4	1	-	1	-
Costi sostenuti da Sogin per il DN-PT	-	-	1	-	
Crediti non incassati da distributori elettrici per oneri generali di sistema	-	-	-	2	
Effettiva cessazione di violazioni già oggetto di provvedimenti sanzionatori	-	-	-	1	2
Tariffe e unbundling					
<i>Unbundling</i> funzionale della vendita di energia elettrica	9	-	-	-	
Investimenti dichiarati per la distribuzione elettrica	2	-	-	-	
Tariffe di distribuzione e misura del gas	-	-	-	2	
Qualità del servizio					
Continuità del servizio elettrico	6	-	-	3	
Qualità del trasporto elettrico	1	1	1	-	1
Qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione)	64	27	-	-	
Incentivi della sicurezza gas	5	3	8	4	5
Servizio di pronto intervento gas	13+CT ^(A)	5+CT ^(A)	7+CT ^(A)	10+CT ^(A)	13
 Mercati all'ingrosso e retail					
<i>Settlement</i> gas	1	3	2		
Volture	-	-	-		2
Sistema informativo integrato	-	2	-		
<i>Switching</i> elettrico				1	
Volumi di servizio erogati nel settore elettrico				1	
Connessione degli impianti di produzione					
Adeguamento degli impianti di produzione di energia elettrica connessi in MT	3	3	-		
Impianti incentivati					
Impianti di produzione di energia elettrica assimilati, rinnovabili e cogenerativi	-	-	-		
Tariffe e tutela dei consumatori nel servizio idrico integrato					
Determinazione e applicazione delle tariffe, restituzione della remunerazione del capitale investito agli utenti, trasparenza della fatturazione, Carta dei servizi, efficienza della misura, tariffe d'ufficio, esclusione dall'aggiornamento tariffario	9	5	-		
TOTALE	119	50	19	25	24

(A) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, su cui vedi *infra*).

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione dell'Arma dei Carabinieri nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di gas naturale nonché utenti della distribuzione e/o del bilanciamento in materia di adempimenti connessi con lo svolgimento di tali attività ("vulture massive")

Nel periodo novembre 2023-dicembre 2023 sono state effettuate due verifiche ispettive ai sensi della delibera 3 ottobre 2023, 435/2023/E/gas, nei confronti di imprese di vendita del gas in materia di adempimenti connessi con lo svolgimento di tale attività, con particolare attenzione ai processi commerciali richiesti al gestore del SII¹ e all'attivazione dei servizi di ultima istanza (con riferimento al servizio FUI²). Le verifiche sono state svolte da funzionari dell'Autorità con la collaborazione dei militari dell'Arma dei Carabinieri ai sensi del Protocollo di intesa fra le due istituzioni (si veda il Capitolo 2, "Rapporti istituzionali e *accountability*").

Le verifiche si sono rese necessarie in quanto, nel corso delle ricorrenti attività di monitoraggio del mercato e dell'attività di vendita del gas naturale, sono emerse situazioni in cui, per un numero significativo di PdR, si sono verificati processi massivi di voltura, talvolta in concomitanza con l'attivazione del servizio di fornitura di ultima istanza. Nell'ambito delle medesime circostanze sono stati riscontrati anche significativi casi di attivazione del servizio di *default* trasporto³.

In esito alle verifiche, svolte presso una piccola impresa e una media impresa di vendita, in funzione dei loro ruoli di controparte commerciale e utente della distribuzione per i PdR coinvolti nelle volturazioni anomale, sono emerse diverse condotte illegittime e, in particolare:

- l'esecuzione di vulture massive di contratti di fornitura di gas prevalentemente domestici mediante l'instaurazione dei PdR a pochi soggetti di comodo, avvenuta in violazione degli obblighi informativi a carico della preesistente controparte commerciale, nell'imminenza del trasferimento dei PdR al fornitore di ultima istanza (FUI);
- la fatturazione del gas agli ex clienti finali, senza che gli stessi avessero avuto contezza dell'attivazione del servizio FUI e da parte di un'impresa che non risultava essere attiva come controparte commerciale, in violazione delle disposizioni di accreditamento al SII;
- l'esecuzione di *switching* irregolari, che hanno comportato la cessazione del servizio FUI in assenza dei previsti contratti di fornitura con un nuovo venditore;
- la mancata o parziale erogazione del *bonus* sociale;
- il parziale pagamento del servizio di *default* trasporto erogato da Snam Rete Gas.

1 Il Sistema informativo integrato (SII) è il sistema istituito ai sensi della L. 129/2010 presso Acquirente unico per gestire i flussi informativi fra i soggetti che partecipano ai mercati dell'energia elettrica e del gas secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità. È basato su una banca dati che contiene l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei processi trattati denominata Registro centrale ufficiale o RCU.

2 Il Servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) è il servizio previsto per garantire la fornitura ai clienti finali che si trovino, anche temporaneamente, senza un fornitore di gas naturale: per cause diverse dalla morosità del cliente finale con riferimento ai: (i) punti di riconsegna nella titolarità di clienti domestici, inclusi i clienti vulnerabili; (ii) punti di riconsegna relativi a condomini con uso domestico e con consumo non superiore a 200.000 S(m³)/anno; (iii) punti di riconsegna per usi diversi e con consumo non superiore a 50.000 S(m³)/anno; per qualsiasi causa con riferimento alle utenze relative ad attività di servizio pubblico. Il fornitore di ultima istanza (FUI) è individuato in esito a procedure concorsuali indette da Acquirente unico per ambiti macro-regionali.

3 Il Servizio *default* trasporto (SdT) è il servizio erogato dall'impresa maggiore di trasporto finalizzato a garantire il bilanciamento della rete di trasporto in relazione ai prelievi di gas che si possono verificare presso punti di riconsegna della rete che restino privi dell'utente del trasporto e del bilanciamento (il soggetto che si approvvigiona di gas per rivenderlo all'utente della distribuzione, che a sua volta è il soggetto che vende il gas ai clienti finali o alla controparte commerciale che ha i rapporti con i clienti finali). Il SdT si attiva con riferimento ai prelievi effettuati, in assenza del relativo utente del bilanciamento dai clienti finali titolari di punti di riconsegna sulla rete di trasporto per i quali:

(i) sussistono i requisiti per l'attivazione del FUI;

(ii) non sussistono i requisiti per l'attivazione del FUI ovvero, pur sussistendo tali requisiti, ne sia impossibile l'attivazione. Il SdT ha durata transitoria e dura fino all'attivazione del FUI per i clienti di cui al precedente punto (i), ovvero fino a quando il nuovo venditore scelto dal cliente finale conclude un nuovo contratto di trasporto per il relativo punto di riconsegna, per i clienti di cui al precedente punto (ii).

Per le due imprese è stato proposto l'avvio di un procedimento a carattere sanzionatorio. L'esito delle verifiche è sintetizzato nella tavola 11.3.

TAV. 11.3 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese esercenti l'attività di vendita di gas naturale nonché utenti della distribuzione e/o del bilanciamento in materia di adempimenti connessi con lo svolgimento di tali attività (novembre-dicembre 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa e una media impresa di vendita di gas.	Verifica della corretta applicazione della normativa relativa alla gestione dei processi commerciali presso il SII e all'attivazione dei servizi di ultima istanza del gas.	Riscontrate, presso due imprese, irregolarità in materia di voltore, switching, bonus sociale; fatturazione ai clienti finali non conforme; pagamento parziale del servizio default trasporto. Richiesto l'avvio di un procedimento sanzionatorio per entrambe le società.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di un venditore in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico

Nel mese di dicembre 2023 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 31 ottobre 2023, 489/2023/E/eel, con la quale l'Autorità ha approvato il programma di quattro verifiche, nei confronti di imprese di vendita, in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico⁴.

Le verifiche ispettive hanno ad oggetto il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico di cui alla delibera 23 febbraio 2021, 63/2021/R/com e ai relativi allegati; il provvedimento reca le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei *bonus* sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico. Inoltre, l'allegato B alla delibera 63/2021 prevede per le imprese obblighi informativi nei confronti del Gestore del SII riguardanti la numerosità e l'importo dei *bonus* erogati ogni bimestre.

Oltre alla delibera 63/2021/R/com, i controlli hanno avuto ad oggetto i seguenti provvedimenti:

- la delibera 22 giugno 2021, 257/2021/R/com, recante modifiche e integrazioni alla delibera 63/2021/R/com in tema di modalità di corresponsione di eventuali ratei pregressi dei *bonus*;
- la Bolletta 2.0, allegato A alla delibera dell'Autorità 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com, recante criteri per la trasparenza delle bollette per i consumi di elettricità e/o di gas distribuito a mezzo di reti urbane;
- la delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com, recante disposizioni relative alla fatturazione di periodo, indennizzi a carico dei venditori e delle imprese di distribuzione e ulteriori obblighi in capo alle suddette imprese, in tema di misura;

⁴ Il *bonus* sociale elettrico è stato istituito dal decreto interministeriale 28 dicembre 2007 in attuazione dell'art. 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266; negli anni successivi la normativa primaria ha introdotto anche il *bonus* gas e quello idrico. È un regime di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati e/o in gravi condizioni di salute. Il *bonus*, a decorrere dal 1/1/2021 è riconosciuto senza necessità di richiesta da parte dei beneficiari (per il *bonus* elettrico per disagio fisico è ancora necessario fare richiesta). Con la delibera 63/2021/R/com l'Autorità ha definito le modalità applicative del nuovo regime di riconoscimento automatico dei *bonus* sociali per disagio economico.

- la delibera 27 dicembre 2018, 712/2018/R/com, recante interventi a seguito delle disposizioni della legge 205/2017 in materia di fatturazione elettronica in ordine alla Bolletta 2.0, al Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica e al Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale.

Nella prima verifica, svolta nel mese di dicembre nei confronti di una grande società di vendita, sono emersi alcuni aspetti di possibile non conformità relativi agli obblighi di rendicontazione al SII degli importi di *bonus* erogati ai clienti finali e al mancato e/o ritardato rimborso di alcune note di credito contenenti importi di *bonus* sociale. Gli esiti definitivi sono in fase di valutazione.

Le 3 rimanenti verifiche previste dalla delibera 489/2023, da svolgere entro il termine del 31/12/2024, sono state programmate già nei primi mesi del 2024.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.4.

TAV.11.4 *Verifica ispettiva nei confronti di un venditore in materia di erogazione del bonus sociale elettrico (dicembre 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una grande impresa di vendita di energia elettrica.	Verifica della corretta applicazione della regolazione in materia di erogazione del <i>bonus</i> sociale (delibera 63/2021).	Esiti in fase di valutazione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo gennaio-dicembre 2023 sono state effettuate cinque verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione del gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio, tese alla verifica della correttezza dei dati di sicurezza del servizio comunicati dagli esercenti per l'anno 2020, ai sensi della RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅⁵, con riferimento all'assetto degli impianti di distribuzione gestiti dall'impresa, al servizio di pronto intervento, all'odorizzazione, alle dispersioni e a eventuali incidenti da gas combustibile verificatisi sugli impianti di distribuzione. La RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅ prevede che gli incentivi (premi e penalità) siano corrisposti alle imprese sulla base di due distinte componenti correlate, rispettivamente, all'odorizzazione e alle dispersioni di gas segnalate da terzi.

Nel mese di gennaio è stata effettuata l'ultima delle cinque verifiche previste dalla delibera 8 marzo 2022, 87/2022/E/gas, nei confronti di una media impresa di distribuzione e da cui sono emerse alcune violazioni alla RQDG₂₀₂₀₋₂₀₂₅, sia da parte della società ispezionata, sia da parte della capogruppo; pertanto, sono stati avviati due procedimenti di carattere sanzionatorio nei confronti delle due imprese, rispettivamente con determina DSAI 8/2023/gas e DSAI 9/2023/gas. Le violazioni contestate all'impresa, inoltre, hanno comportato il man-

⁵ Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025, allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 569/2019/R/gas.

cato rispetto di obblighi di servizio, da tenere in considerazione in fase di determinazione dei premi e delle penalità.

Con delibera 20 giugno 2023, 268/2023/E/gas, l'Autorità ha approvato il programma di 5 verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio, con riferimento ai dati dell'anno 2021, da effettuarsi entro il 30 giugno 2024. Nel 2023 sono state effettuate, nei confronti di 4 medie imprese di distribuzione, le verifiche ispettive che hanno avuto tutte esito non conforme, per cui saranno avviati i relativi procedimenti di carattere sanzionatorio. Le violazioni contestate, inoltre, hanno comportato il mancato rispetto di obblighi di servizio per tre delle quattro imprese assoggettate a verifica, da tenere in considerazione in fase di determinazione dei premi e delle penalità.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.5.

TAV. 11.5 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (gennaio-dicembre 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Cinque medie imprese distributrici di gas naturale.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	<p>Riscontrate violazioni alla RQDG in materia di sicurezza per una media impresa di distribuzione del gas e per la sua capogruppo, in attuazione della verifica ispettiva svolta ai sensi della delibera 87/2022/E/gas. Avviati due procedimenti a carattere sanzionatorio. Violazioni di obblighi di servizio da valutare per la determinazione dei premi e delle penalità.</p> <p>Riscontrate violazioni alla RQDG in materia di sicurezza per quattro medie imprese, in attuazione delle verifiche ispettive svolte ai sensi della delibera 268/2023/E/gas. Proposti i relativi avvii sanzionatori. Violazioni di obblighi di servizio da valutare per la determinazione dei premi e delle penalità per 3 delle 4 imprese.</p>

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Controlli telefonici e verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo marzo-ottobre 2023 sono state effettuate 13 verifiche ispettive ai sensi della delibera 2 agosto 2022, 382/2022/E/gas, nei confronti di imprese di distribuzione del gas per le quali nel corso dei controlli telefonici effettuati ai sensi della delibera 382/2022, al fine di verificare l'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento, sono stati riscontrati esiti non conformi⁶.

⁶ I controlli telefonici hanno lo scopo di verificare le modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice. L'attività si svolge,

Le 13 verifiche sono state effettuate presso una grande impresa, tre medie imprese e nove piccole imprese di distribuzione del gas. Le ispezioni avevano lo scopo di accertare la corretta applicazione da parte delle imprese di distribuzione di gas delle disposizioni in materia di pronto intervento di cui alla RQDG²⁰²²⁻²⁰²⁵. In particolare, si è verificata la presenza dei seguenti elementi:

- recapiti telefonici con linea fissa dedicati esclusivamente al servizio di pronto intervento;
- strumenti tali da assicurare la registrazione garantita delle chiamate telefoniche;
- registrazione vocale (per imprese distributrici di gas naturale) di tutte le chiamate telefoniche ricevute e autonomia di almeno 24 ore del centralino in caso di interruzione dell'alimentazione elettrica esterna;
- pubblicazione e comunicazione dei recapiti telefonici di pronto intervento;
- istruzioni di sicurezza fornite dall'operatore di centralino al chiamante in caso di segnalazione di dispersione;
- procedure operative aggiornate a linee guida e norme tecniche e assolvimento degli obblighi di formazione e informazione del personale.

In esito alle verifiche sono state riscontrate alcune violazioni della RQDG per tutte le imprese assoggettate al controllo. Con le determinine DSAI/14/2023/gas, DSAI/16/2023/gas, DSAI/18/2023/gas, DSAI/21/2023/gas, DSAI/22/2023/gas, DSAI/24/2023/gas, DSAI/26/2023/gas, DSAI/1/2024/gas, DSAI/2/2024/gas, DSAI/3/2024/gas e DSAI/4/2024/gas sono stati avviati i primi procedimenti sanzionatori nei confronti delle imprese responsabili delle violazioni.

In esito a due verifiche ispettive presso una media impresa e presso una piccola impresa sono state anche riscontrate alcune criticità con riferimento agli obblighi in materia di separazione funzionale ed è già stato avviato un procedimento sanzionatorio, con determina DSAI/17/2023/gas nei confronti della media impresa per l'accertamento di possibili violazioni al TIUF. Per la piccola impresa è in fase di valutazione l'avvio di un procedimento sanzionatorio.

Inoltre, alla verifica ispettiva effettuata presso una delle 13 imprese ha preso parte anche una ulteriore impresa, titolare, in forza di una cessione di ramo d'azienda, dell'attività di distribuzione gas, per parte del periodo oggetto dell'ispezione, attraverso gli impianti in precedenza nella titolarità dell'altra impresa; l'avvio di procedimento sanzionatorio è stato proposto anche nei confronti dell'ulteriore impresa ed effettuato con determina DSAI/27/2023/gas.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola 11.6.

in via preliminare, con la verifica della corrispondenza del numero di pronto intervento, comunicato dalle imprese distributrici all'Autorità, con quello indicato sul sito internet delle imprese stesse e, quindi, con la verifica delle effettive funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento tramite chiamate telefoniche senza preavviso ai numeri indicati dagli operatori, eseguite in giorni feriali e festivi, in orario diurno e notturno.

TAV. 11.6 Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (marzo-ottobre 2023)

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Controlli telefonici (avviati nel 2022): 50 imprese di distribuzione del gas.	Verifica delle modalità di accesso, da parte del cliente finale, al servizio di pronto intervento dell'impresa distributtrice, mediante chiamate al servizio di pronto intervento.	Verifiche ispettive presso 13 imprese con esito non conforme dei controlli telefonici.
Verifiche ispettive in esito ai controlli telefonici (effettuate nel 2023): una grande, tre medie e nove piccole imprese distributtrici di gas.	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG e delle linee guida CIG.	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento presso una grande, tre medie e nove piccole imprese distributtrici di gas. Avviati undici procedimenti sanzionatori, due in fase di valutazione. Avviato un procedimento sanzionatorio, in tema di sicurezza, anche nei confronti di una impresa non ricompresa tra quelle individuate ma che è intervenuta nel corso della verifica. Avviato un procedimento per violazioni del TIUF nei confronti di una media impresa.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti del gestore della rete di trasmissione nazionale in materia di qualità del servizio

Nel mese di ottobre 2023 è stata effettuata una verifica ispettiva, ai sensi della delibera 25 luglio 2023, 328/2023/E/eel, nei confronti del gestore del servizio di trasmissione di energia elettrica in materia di qualità del servizio.

L'allegato A alla delibera 567/2019/R/eel ("Regolazione *output-based* del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023" o "TIQ.TRA") ha definito, per il periodo 2020-2023, la regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e, in particolare, al titolo 2, la "Regolazione premi penalità della qualità del servizio di trasmissione", in funzione del raggiungimento o meno degli obiettivi di miglioramento per il sotto-indicatore (ENSR-RTN) che misura l'energia non servita a seguito di eventi di interruzione con disalimentazione di utenti per cause riconducibili all'operato del gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN) e per alcuni tipi di eventi eccezionali; non è invece sottoposto a regolazione incentivante il sotto-indicatore ENSR-ALTRI, relativo all'energia non fornita per utenti AT a seguito di disalimentazioni con origine nella rete rilevante non RTN o nella RTN-FSI (già di proprietà delle Ferrovie dello Stato) o nei siti utenti indirettamente connessi alla RTN ai sensi della delibera 567/2019/R/eel.

Le operazioni di verifica hanno avuto a oggetto la corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni relative al 2022 e del calcolo degli indicatori di energia non servita, comunicati da Terna all'Autorità nell'anno 2023, ai sensi della regolazione vigente.

Nel corso della verifica ispettiva non sono state riscontrate non conformità nella registrazione degli eventi interruttivi e pertanto l'ammontare dei premi riconosciuti previsti dalla regolazione risulta confermato.

Gli esiti della verifica ispettiva sono sintetizzati nella tavola 11.7.

TAV. 11.7 *Verifica ispettiva nei confronti del gestore della rete di trasmissione nazionale in materia di qualità del servizio (ottobre 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Impresa di trasmissione elettrica.	Verifica della corretta applicazione degli obblighi di registrazione delle disalimentazioni e del calcolo degli indicatori di energia non servita.	Esito conforme.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di Finanza nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi

Nel periodo marzo–giugno 2023 sono state effettuate le rimanenti due verifiche ispettive previste dalla delibera 5 luglio 2022, 298/2022/E/com, che ha approvato il programma di 3 verifiche nei confronti di operatori regolati sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori, attualmente conclusi, con riferimento alle sole condotte successivamente tenute dai medesimi al fine di accertare l'effettività della c.d. funzione special-preventiva delle sanzioni irrogate dall'Autorità.

Le verifiche hanno lo scopo di accertare l'effettività della funzione special-preventiva che i provvedimenti sanzionatori e prescrittivi dovrebbero dispiegare (ovvero dissuadere chi viene sanzionato dal commettere un nuovo illecito in futuro). L'effettuazione delle verifiche ispettive è connessa all'esigenza, pertanto, di verificare se, successivamente all'irrogazione di una sanzione per violazione della regolazione dell'Autorità, i soggetti sanzionati abbiano nuovamente violato la medesima regolazione.

La prima verifica ispettiva effettuata nel maggio 2023, ai sensi della delibera 298/2022, è stata svolta nei confronti di un piccolo Comune esercente il servizio di distribuzione del gas naturale e aveva lo scopo di accertare l'avvenuta predisposizione, a seguito di ordine prescrittivo dell'Autorità, di procedure operative aggiornate e conformi alla regolazione in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. L'esito della verifica è stato non conforme e ha consentito di accertare violazioni della RQDG in materia di pronto intervento gas, che sono state oggetto di un provvedimento sanzionatorio avviato con determina 12/2023.

La seconda verifica è stata svolta presso un gestore di medie dimensioni del servizio idrico e aveva lo scopo di verificare le motivazioni del mancato invio all'Autorità di documentazione probatoria correlata ad una precedente verifica ispettiva in materia di tariffe idriche d'ufficio, che aveva condotto ad un procedimento sanzionatorio e prescrittivo. La documentazione avrebbe dovuto attestare la restituzione alle utenze degli scostamenti tra le

tariffe applicate e le tariffe determinate d'ufficio per gli anni 2012-2015, ovvero il fatto che i suddetti scostamenti fossero stati ricompresi nelle componenti di conguaglio del calcolo tariffario MTI-3 secondo le modalità prescritte dal provvedimento, nonché la restituzione alle utenze di importi dei depositi cauzionali non conformi alla regolazione. L'esito della verifica è in fase di valutazione.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola 11.8.

TAV. 11.8 *Verifiche ispettive nei confronti di operatori sottoposti a procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori attualmente conclusi, relative alle condotte successivamente tenute dai medesimi (marzo-giugno 2023)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO ^(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una piccola impresa di distribuzione di gas naturale (Comune) e un gestore del servizio idrico di medie dimensioni.	Controllo su soggetti già sanzionati dall'Autorità, al fine di accertare che non sia stata violata la medesima regolazione.	Esito non conforme per un Comune. Avviato procedimento sanzionatorio in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Esiti in fase di valutazione per un gestore idrico di medie dimensioni.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Indagini, ricognizioni e controlli documentali

Si tratta di attività di controllo svolte sulla base di analisi e approfondimento di specifici ambiti, o con l'esame di dati, informazioni e documenti, utilizzati anche nel confronto con altre fonti relative allo stesso fenomeno. Anche per queste attività, che possono essere anche propedeutiche ad attività ispettive, l'Autorità si può avvalere della collaborazione della Guardia di Finanza.

Verifiche e controlli documentali effettuati dalla Guardia di Finanza sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori)

Tenuto conto che le agevolazioni alle imprese a forte consumo di elettricità constano di una partita economica rilevante, il cui onere ricade (attraverso l'elemento A_{ESOS} della componente tariffaria A_{SOS}) su tutti gli altri clienti, inclusi i clienti domestici, al fine di mantenere il presidio in tema di requisiti di accesso alle agevolazioni, in prosecuzione dei controlli disposti sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) per richiedere le agevolazioni, per il 2018 con la delibera 16 aprile 2019, 143/2019/E/eel e per gli anni 2019 e 2020 con la delibera 16 giugno 2020, 216/2020/E/eel, gli Uffici dell'Autorità hanno messo a disposizione, nel mese di novembre 2023, al Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, in forza della collaborazione attivata ai sensi del punto 8 della delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel, nonché ai sensi dell'art. 4 del Protocollo di intesa tra l'Autorità e la Guardia di Finanza, che disciplina l'interscambio di dati e di notizie utili al perseguimento delle finalità collaborative, l'elenco delle imprese energivore disponibile sul Portale Energivori gestito da CSEA, integrato con i dati fiscali dichiarati dalle imprese ai fini dell'agevolazione dell'anno 2023 (relativi agli esercizi 2019 e 2021), per l'effettuazione, da parte del suddetto Nucleo, di un'analisi preliminare delle posizioni di circa 3.200 imprese. I nuovi controlli saranno quindi disposti all'inizio del 2024 e comporteranno, in particolare, l'effettuazione degli approfondimenti in contraddittorio in relazione alle imprese, individuate anche

sulla base dell'attività di analisi preliminare del Nucleo, per le quali si confermi la presenza di irregolarità nelle dichiarazioni.

Verifiche documentali svolte in avvalimento del GSE nei confronti di imprese esercenti le attività di vendita ai clienti finali di energia elettrica in materia di *fuel mix*⁷

Nell'ambito dell'obiettivo strategico OS3 – *Tutelare e promuovere la trasparenza e la correttezza nei rapporti clienti finali-venditori e gestori-utenti*, ed in particolare *...la verifica ...della corrispondenza delle comunicazioni in materia di fuel mix in bolletta con i relativi dati forniti dal GSE* – ai sensi della delibera 28 giugno 2022, 275/2022/E/eel, nel 2023 sono state effettuate, in avvalimento del GSE, le verifiche documentali in materia di *fuel mix* che hanno interessato oltre 400 operatori nel settore della vendita di energia elettrica, identificati in base a un esame preliminare della loro conformità ad alcuni adempimenti disposti dalla regolazione.

Le verifiche hanno riguardato i seguenti aspetti:

- adempimento da parte delle imprese agli obblighi procedurali (comunicazione dei dati sul portale del GSE);
- adempimento agli obblighi informativi nei confronti dei clienti finali (pubblicazione dei dati del *fuel mix* nazionale e d'impresa sulle bollette, nei documenti pre-contrattuali, sui siti internet) e verifica della correttezza dei dati comunicati;
- corretto annullamento delle garanzie di origine (GO), anche dal punto di vista quantitativo, in presenza di offerte di vendita di energia rinnovabile.

L'attività svolta dal GSE ha consentito di rilevare criticità diffuse negli adempimenti previsti in materia di *fuel mix* da parte dei soggetti obbligati. La violazione più grave riscontrata riguarda il mancato rispetto dell'obbligo di approvvigionamento e di annullamento di una quantità di GO pari all'energia elettrica venduta come rinnovabile; per tale violazione è prevista l'apertura di un procedimento sanzionatorio. Inoltre, sono stati riscontrati casi di mancata comunicazione al GSE dei quantitativi di energia rinnovabile venduta, di annullamento delle GO tramite soggetti terzi e di mancata comunicazione agli utenti delle informazioni sul *fuel mix*.

Dopo le interlocuzioni col GSE, le imprese hanno ampiamente incrementato la conformità alla regolazione.

Controlli documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati per un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021

La delibera 22 novembre 2022, 599/2022/E/com ha disposto l'effettuazione di verifiche documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati, nei confronti di un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2021.

⁷ *Fuel mix* (o *mix energetico*) è l'insieme di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione dell'energia elettrica fornita dalle imprese di vendita ai clienti finali.

I controlli previsti dalla delibera 599/2022 hanno l'obiettivo di verificare la correttezza delle informazioni fornite dalle imprese nei conti annuali separati (CAS). La materia è disciplinata dal Testo integrato sugli obblighi di separazione contabile (TIUC), allegato A alla delibera 24 marzo 2016, 137/2016/R/com. I soggetti regolati sono tenuti alla compilazione e alla trasmissione all'Autorità dei CAS, redatti sulla base delle specifiche tecniche recate dal manuale di contabilità regolatoria. Inoltre, i soggetti che sono tenuti a comunicare ai fini tariffari i dati relativi al capitale investito, debbono produrre, in sede di raccolta dei dati RAB, un prospetto di riconciliazione tra gli incrementi di immobilizzazioni dichiarati nei CAS e quelli ricompresi nella RAB. È inoltre prevista la possibilità di verificare, anche a campione, l'economicità degli investimenti e la loro compatibilità con l'efficienza e la sicurezza del sistema.

Nel corso del 2023 le attività sono state avviate con l'invio delle prime richieste di informazioni agli operatori individuati come soggetti dell'indagine: un'impresa di trasporto del gas naturale, 4 imprese di distribuzione del gas naturale e 3 distributori di energia elettrica, selezionati applicando i criteri previsti dal provvedimento (imprese aventi oltre 25.000 PoD nel settore elettrico, alle quali si applica il regime tariffario individuale e oltre 50.000 PdR nel settore gas). Nel primo stadio dei controlli, alle imprese sono stati richiesti chiarimenti in ordine ai dati trasmessi nonché l'invio, ove non già effettuato, del prospetto di riconciliazione della movimentazione degli investimenti dichiarati nei CAS con gli incrementi patrimoniali ricompresi nella RAB.

I controlli proseguiranno oltre il 31 marzo 2024, termine inizialmente previsto dalla delibera 599/2022, in seguito alla proroga dei controlli documentali e alla loro estensione ad un'ulteriore impresa di trasporto del gas, un'impresa di stoccaggio del gas naturale e un'impresa di rigassificazione del gas naturale liquefatto, come previsto dalla delibera 26 marzo 2024, 98/2024/E/com. Per il secondo stadio dei controlli verrà richiesta alla Guardia di Finanza la disponibilità a prestare supporto operativo nell'espletamento della collaborazione.

Controlli documentali con la collaborazione della Guardia di Finanza per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel 2023 l'attività di recupero del contributo è stata indirizzata alle annualità 2018 e 2019 verso soggetti dei settori regolati che sono risultati inadempienti al versamento.

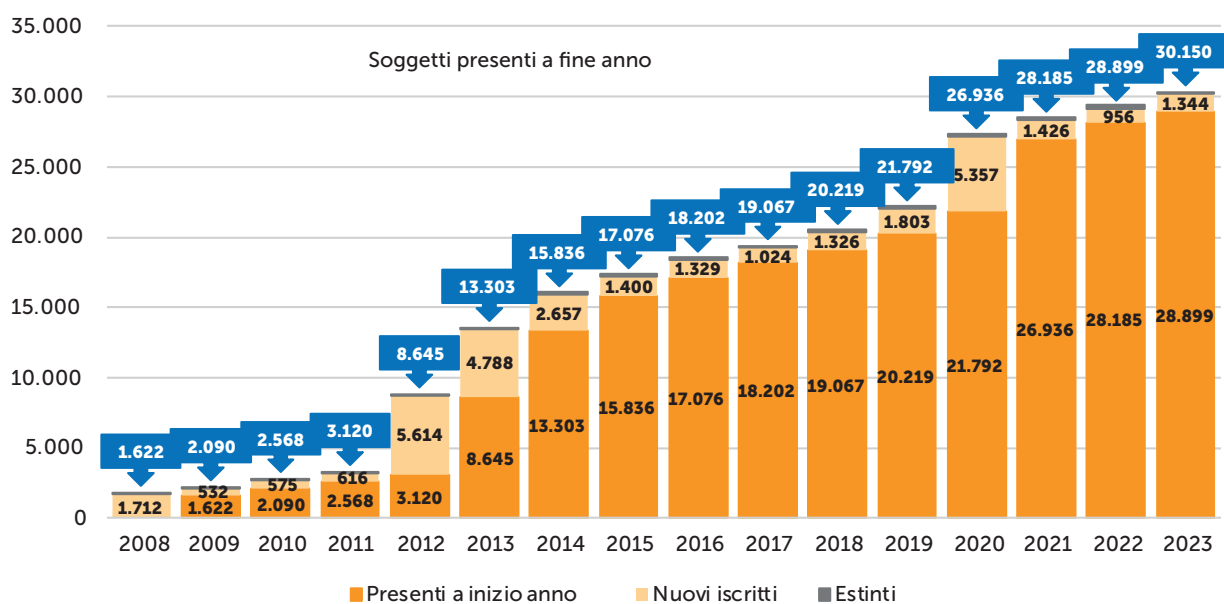
L'attività, svolta come sempre con il supporto di militari del Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di Finanza, si è articolata in una prima parte di attività tesa all'emersione di potenziali evasori, individuati ponendo a confronto le informazioni acquisite da diverse banche dati, incluse quelle in dotazione alla Guardia di Finanza; la fase successiva è sviluppata a partire da un'analisi dei ricavi conseguiti dai soggetti, per proseguire con la determinazione e la comunicazione al soggetto dell'importo da versare. Con delibera 26 settembre 2023, 414/2023/E/com è stato intimato ai soggetti, ancora inadempienti successivamente all'invio di avvisi bonari, di regolarizzare la loro posizione per l'annualità 2018. Il mancato adempimento all'intimazione consente all'Autorità di avviare l'iter per la riscossione coattiva, mediante iscrizione a ruolo presso l'Agenzia delle entrate.

Con riferimento ai controlli sostanziali, tesi a verificare la correttezza della base imponibile, sono stati selezionati, e sono oggetto di verifica, alcuni operatori di dimensione medio-grande che hanno dichiarato di avere conseguito significative quote di ricavi da escludere dalla base imponibile, rispetto al totale dei ricavi presenti a bilancio.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2023 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori (AO) è cresciuto di circa 1.300 unità, mentre poco meno di 100 operatori si sono estinti, in molti casi a seguito di operazioni di fusione e incorporazione da parte di altri soggetti. Al 31 dicembre 2023 il numero di soggetti accreditati e non estinti ha superato 30.000 unità (Fig. 11.1). Dall'inizio dell'operatività dell'Anagrafica, si sono accreditati 32.459 soggetti, mentre 2.309 si sono estinti.

FIG. 11.1 Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati^(A)



(A) I numeri possono differire da quelli pubblicati negli anni precedenti a causa di comunicazioni tardive effettuate dagli operatori.

Fonte: Anagrafica operatori.

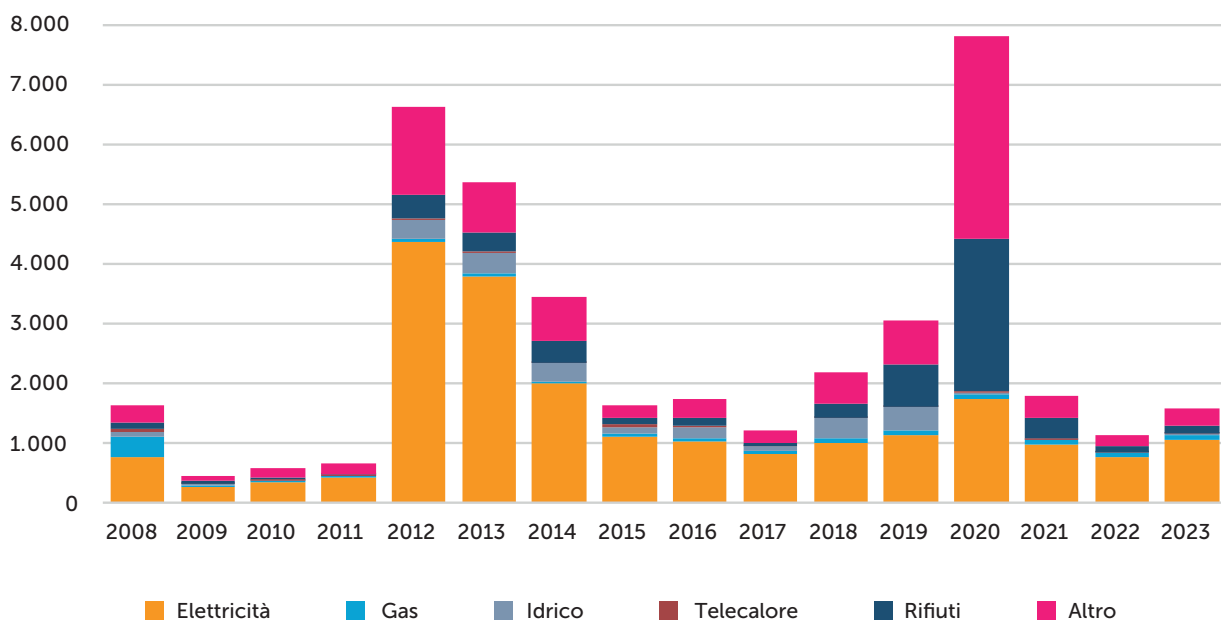
L'incremento del numero di iscritti è avvenuto nel corso del tempo anche in virtù dell'allargamento delle competenze dell'Autorità a nuovi settori e, di conseguenza, degli obblighi di iscrizione per i soggetti che vi operano. Tali obblighi, infatti, sono stati posti in capo nel 2012 ai soggetti operanti nel settore idrico, nel 2015 a quelli operanti nel settore del teleriscaldamento e nel 2019 a quelli operanti nei rifiuti urbani. Negli anni menzionati (e in quelli immediatamente successivi) l'estensione degli obblighi di iscrizione all'Anagrafica ai soggetti che svolgono attività nel settore idrico e nei rifiuti (con riferimento sia ai gestori dei singoli servizi, compresi i Comuni che operano in economia sia agli enti di governo degli ambiti territoriali ottimali), ha prodotto le più ampie ondate di incremento degli iscritti (+10.400 tra il 2012 e il 2013, +7.200 circa tra il 2019 e il 2020).

Nel 2023 gli incrementi maggiori si sono registrati nel settore elettrico (1.055 nuove unità), nei rifiuti (128 nuove unità) e nella categoria "Altro" che comprende, appunto, tutti i soggetti che a vario titolo sono tenuti a essere iscritti in AO pur non operando nella gestione di servizi regolati (es. enti di governo d'ambito, enti territorialmente competenti per le determinazioni tariffarie, soggetti che devono essere iscritti nel Registro nazionale degli operatori di mercato ai sensi dell'art. 9 del REMIT come specifiche categorie di clienti finali). La medesima categoria comprende, inoltre, soggetti che hanno svolto in passato attività nei settori di competenza dell'Autorità e che ora sono registrati solo per attività non più riconducibili a quei settori. L'AO, infatti, non consente la cancellazione dei

soggetti non estinti, che vi restano privi delle attività di competenza quando non più svolte e con le sole attività non pertinenti ai settori di competenza dell'Autorità.

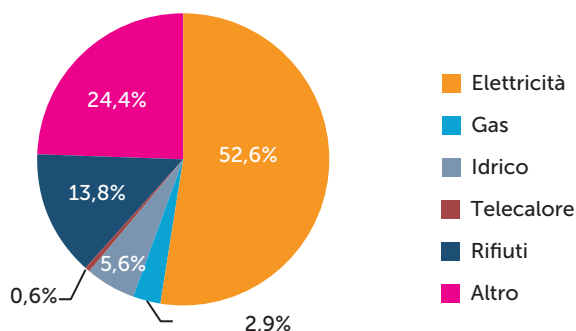
La crescita degli iscritti all'Anagrafica è continua, non soltanto per effetto dell'acquisizione di nuove competenze, ma anche per il fatto che da tempo gli Uffici si sono dotati anche delle anagrafiche territoriali (gas, idrica, teleriscaldamento e rifiuti) che hanno consentito di approfondire a livello comunale lo stato delle gestioni nei settori regolati.

FIG. 11.2 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività*



Fonte: Anagrafica operatori.

FIG. 11.3 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore di attività al 31 dicembre 2023*



Fonte: Anagrafica operatori.

Nelle figure che offrono la distribuzione settoriale degli accreditamenti effettuati in Anagrafica il numero di soggetti che si iscrivono anno per anno risulta molto più elevato rispetto a quello indicato nella figura 11.1: ciò accade perché moltissimi soggetti si accreditano in più di uno dei settori regolati (elettricità, gas, idrico, rifiuti e telecalore) e, di conseguenza, vengono contati tante volte quanti sono i settori in cui operano. Da notare anche

che nella figura 11.2 le attività idriche e quelle nei rifiuti compaiono anche per soggetti che si sono accreditati nei primi anni di funzionamento dell'Anagrafica (istituita nel 2008), sebbene in quegli anni la regolazione dell'Autorità non fosse estesa ai due settori indicati. Ciò accade perché le attività nei due settori sono state aggiunte a posteriori da società all'epoca già accreditate e che avevano indicato di svolgere la propria attività unicamente nei settori energetici.

Nel 2023 il numero dei produttori elettrici, il segmento di gran lunga più numeroso nell'Anagrafica, è salito di oltre 1.000 unità, raggiungendo quasi la soglia di 20.500 unità, nonostante sia vigente un esonero dall'obbligo di iscrizione in anagrafica per coloro che hanno impianti di potenza nominale complessiva inferiore o uguale a 100 kW e non svolgono alcuna altra attività nei settori di competenza dell'Autorità. Pertanto, i soggetti operanti nel settore elettrico restano quelli preponderanti (53%, vedi figura 11.3), seguiti da quelli che operano nei rifiuti (14%). Dei circa 5.700 soggetti accreditati per il settore rifiuti, il 24% risulta operare anche nel settore idrico, trattandosi in larga parte di gestioni in economia.

Il 43% dei soggetti iscritti all'anagrafica è rappresentato da società a responsabilità limitata, il 26% da enti pubblici, il 12% da società per azioni. Il restante 19% ha altra natura giuridica. La stragrande maggioranza degli iscritti in AO (il 98%) è un soggetto di diritto italiano. Le attività dei soggetti di diritto straniero si concentrano per lo più nel settore del gas.

La materia degli obblighi informativi di tipo anagrafico (istituiti a partire dalla delibera 23 giugno 2008, 35/08 – GOP), è stata modificata nel tempo molte volte per disciplinare i settori di nuova competenza dell'Autorità, per esigenze di semplificazione e di adeguamento all'evoluzione normativa e tecnologica, nonché per contemplare l'articolazione territoriale e/o impiantistica dei servizi. Nel 2022 gli obblighi di natura informativa a carico degli operatori dei settori di competenza dell'Autorità sono stati riuniti in un unico Testo integrato (TIAO), adottato con la delibera 15 marzo 2022, 102/2022/R/com, provvedendo nel contempo ad abrogare le singole disposizioni vigenti in materia, il cui contenuto è stato interamente traslato nel Testo integrato.

Attuazione del regolamento REMIT

Nel corso del 2023 sono state condotte le attività preistruttorie derivanti *ex officio* dall'attività di monitoraggio dei mercati oppure da segnalazioni esterne di ordini e/o transazioni sospette nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale, potenzialmente abusive ai sensi del regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 concernente l'integrità e la trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso (c.d. REMIT).

Le suddette attività, in alcuni casi, sono state propedeutiche all'avvio di procedimenti sanzionatori. In particolare, rilevano le seguenti determinazioni del Direttore della Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità:

- determina 20 luglio 2023, 7/2023/gas – DSAI di avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti della società ENET Energy per violazione dell'art. 5 del REMIT, per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'art. 2, numero 2), lettera a), punto iii), del REMIT, consistente nella conclusione di transazioni e/o nella trasmissione di ordini di compravendita in prodotti energetici all'ingrosso che utilizzino, o tentino di utilizzare, uno strumento fittizio o qualsiasi altra forma di raggio o artificio che invii, o sia suscet-

tibile di inviare, segnali falsi o tendenziosi riguardanti l'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso;

- determina 7 agosto 2023, 10/2023/ele – DSAI di avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti della società Enel Produzione per violazione dell'art. 4 del REMIT, per non avere rispettato l'obbligo di comunicare al pubblico in modo efficace e in tempo utile alcune informazioni privilegiate di cui era in possesso;
- determina 9 agosto 2023, 11/2023/gas – DSAI di avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti della società EC Energy Clean per non aver rispettato gli obblighi informativi di cui agli artt. 8 e 9 del REMIT.

L'Autorità ha, inoltre, partecipato al processo di revisione del regolamento REMIT, confrontandosi con l'ACER e con le autorità di regolazione nazionale degli altri Paesi europei sulle tematiche oggetto di modifica e coordinando la propria posizione con gli Uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

La prima novità da porre in evidenza in ordine alla potestà sanzionatoria sta nella revisione del regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni (di seguito: regolamento sanzioni), che ha largamente impegnato gli Uffici nel corso di tutto il 2023 ed è culminata, all'esito di un procedimento di consultazione (DCO 327/2023/E/com), con la deliberazione del 19 dicembre 2023, 598/2023/E/com il cui allegato A sostituisce, per i procedimenti sanzionatori avviati successivamente, il regolamento sanzioni adottato con la deliberazione 243/2012/E/com e s.m.i. Il processo di revisione ha comportato l'introduzione di previsioni funzionali ad una più efficace ed efficiente gestione dei procedimenti sanzionatori, mediante: i) una nuova disciplina dei termini del procedimento sanzionatorio e delle relative cause di sospensione, interruzione e proroga, anche con riferimento al *sub* procedimento degli impegni, al fine di garantire, nel rispetto del principio di separazione tra funzioni istruttorie e decisorie, il più efficiente ed efficace esercizio del potere sanzionatorio, unitamente alla maggiore trasparenza e prevedibilità dell'azione amministrativa; ii) una specificazione della disciplina dell'avvio del procedimento sanzionatorio e del *sub* procedimento degli impegni; iii) l'introduzione – alla luce dell'esperienza sin qui maturata e della giurisprudenza sulle sanzioni amministrative irrogate da questa e dalle altre Autorità amministrative indipendenti – di alcune specificazioni in materia di quantificazione delle sanzioni, ciò al fine di assicurarne al contempo la proporzionalità e la deterrenza, secondo criteri sempre più trasparenti e obiettivi. Inoltre, con l'occasione si è altresì proceduto al chiarimento e/o all'esplicitazione di alcune previsioni attuative di precedenti disposizioni.

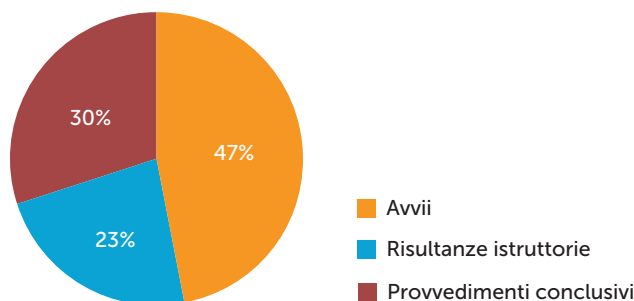
Anche nel 2023 l'ordinaria attività sanzionatoria, consistente nell'accertamento di infrazioni e nella eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, ha rivestito un ruolo importante a garanzia dell'attuazione della regolazione. Nel dettaglio si sono registrati: a) 26 atti di avvio e 17 chiusure di procedimenti sanzionatori (cui vanno aggiunte 6 chiusure con procedura semplificata), in diminuzione rispetto all'anno precedente in cui gli avvii sono stati 35 e le chiusure sono state 82 (oltre a 18 chiusure con procedura semplificata), anche se tale elevato numero di chiusure era dovuto alla straordinaria attività di conclusione della maggior parte degli oltre 100 procedimenti avviati negli anni precedenti per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica; b) 13 comunicazioni delle risultanze istruttorie, in calo rispetto agli anni precedenti (59 nel 2022 e addirittura 78 nel 2021) in ragione dell'ormai completato smaltimento dell'arretrato,

avviato nel 2021; c) nessuna deliberazione di ammissibilità/inammissibilità, né di approvazione di impegni (mentre nel 2022 erano pari rispettivamente a 4 e a 5).

Nel corso del 2023 sono, quindi, stati adottati 56 atti di cui: 26 avvii, 13 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 17 provvedimenti conclusivi tra provvedimenti sanzionatori (13, dei quali 1 conseguente al riesercizio del potere sanzionatorio in esecuzione della sentenza del Consiglio di Stato n. 6498/21) e provvedimenti non irrogativi di sanzione (4 archiviazioni), esclusi i 6 procedimenti avviati con procedura semplificata che si sono estinti con il pagamento in misura ridotta e la cessazione delle condotte contestate.

Il seguente diagramma a torta esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2023.

FIG. 11.4 Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2023



Fonte: ARERA.

Come lo scorso anno, si conferma anche nel 2023 una concentrazione dei procedimenti avviati nella macro-area infrastrutture energetiche, pari al 65% circa (17), seguita dalla macro-area mercati energetici pari al 31% circa (8), mentre nella macro-area servizio idrico integrato si registra 1 avvio (pari al 4 % circa). Non vi sono stati, invece, avvii di procedimenti sanzionatori nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento e nel settore dei rifiuti.

In merito agli avvii sono da segnalare due particolarità relative al regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011 (di seguito: REMIT) che, come noto, stabilisce regole per vietare pratiche abusive capaci di influenzare i mercati dell'energia all'ingrosso. È stato avviato il primo procedimento sanzionatorio per sospetta violazione dell'obbligo di pubblicità delle informazioni privilegiate sancito dall'art. 4 del REMIT; in particolare, nel caso di specie è stato contestato all'operatore di non avere correttamente pubblicato tali informazioni con riguardo ad un impianto di produzione in un arco temporale di circa quattro mesi, nonché di non avere tempestivamente pubblicato l'informazione relativa a un'indisponibilità del medesimo impianto. Inoltre, è stato avviato il primo procedimento sanzionatorio per violazione degli obblighi informativi di cui agli artt. 8 e 9 del REMIT che prevedono rispettivamente l'obbligo degli operatori di mercato di fornire all'ACER un registro delle operazioni effettuate sui mercati dell'energia all'ingrosso, compresi gli ordini di compravendita, e di iscriversi al Registro nazionale REMIT.

Fra i 23 procedimenti conclusi – comprensivi dei 6 avviati con procedura semplificata ed estinti e di 1 conseguente al riesercizio del potere sanzionatorio – 19 sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni (di cui uno con adozione anche di provvedimento prescrittivo) e 4 procedimenti si sono chiusi senza irrogazione di sanzione ma in due casi con adozione di un provvedimento prescrittivo.

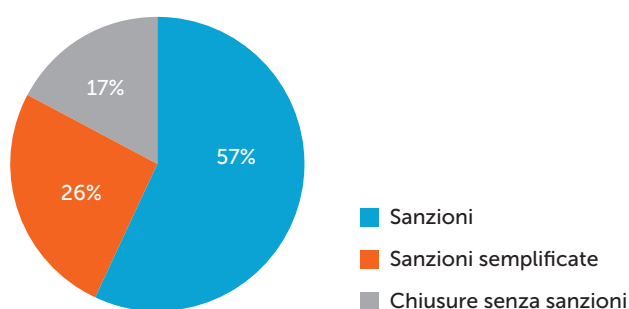
Con riferimento alle 13 sanzioni irrogate (per una delle quali, come detto, il potere sanzionatorio è stato rieditato), per un importo complessivo pari a 3.608.700 euro – oltre all'importo complessivo delle 6 sanzioni ridotte pagate in forma semplificata che ammonta a 70.430 euro – si evidenzia che due sanzioni sono state pagate, due sono state annullate in primo grado, tre (di cui una delle due annullate in primo grado) risultano *sub iudice*, per una sanzione si è proceduto alla precisazione del credito nell'ambito di procedura concordataria e infine sei sanzioni sono state iscritte a ruolo.

Con riguardo a tale ultimo profilo, nel corso del 2023, invero, l'Autorità ha proseguito l'attività di riscossione coattiva delle sanzioni non pagate per il tramite della competente Agenzia delle entrate-riscossione. L'Autorità, inoltre, ha svolto tutte le attività prodromiche alla stessa riscossione coattiva, quali la quantificazione degli interessi o delle maggiorazioni maturate nelle more del pagamento e il sollecito di pagamento degli importi dovuti, e ha curato, nei casi non gestiti direttamente dall'Agenzia, tutti gli adempimenti necessari per il recupero delle sanzioni irrogate nell'ambito delle procedure concorsuali alle quali risultino sottoposti i soggetti sanzionati.

Anche nel 2023 l'Autorità ha fatto esercizio del potere di prescrivere agli operatori la cessazione di comportamenti lesivi dei diritti degli utenti e l'obbligo di corrispondere indennizzi, con particolare riguardo al settore del servizio idrico integrato.

Inoltre, trova conferma anche per il 2023 la circostanza che la separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, confermata e implementata anche dal nuovo regolamento di cui all'allegato A alla deliberazione 598/2023/E/com, unitamente alle procedure semplificate, ha avuto un impatto positivo sul piano dell'efficienza, consentendo la gestione tempestiva dei nuovi procedimenti e l'ulteriore recupero dell'arretrato pendente. Infatti, quanto alle tempistiche procedurali, si evidenzia che – insieme alla ulteriore netta contrazione del numero di pregressi procedimenti sanzionatori pendenti – i procedimenti sanzionatori avviati negli ultimi tre anni sono stati conclusi⁸ nel termine di cui all'art. 4-bis dell'allegato A alla deliberazione 243/2012/E/com e s.m.i.⁹.

FIG. 11.5 Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2023



Fonte: ARERA.

⁸ Salvi i casi di proroghe e/o sospensioni per richieste di informazioni o il caso di presentazione di impegni.

⁹ Recante "Adozione del nuovo regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni". Il nuovo regolamento ha previsto una nuova disciplina dei termini procedurali all'art. 3, prevedendo che il termine per la comunicazione del provvedimento finale sia di 250 (duecentocinquanta) giorni o, nel caso di destinatari del provvedimento medesimo aventi sede legale all'estero, 310 (trecentodieci) giorni.

La c.d. procedura semplificata

Per quanto riguarda la c.d. procedura semplificata di chiusura di procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dall'art. 5 dell'allegato A alla delibera 14 giugno 2012, 243/2012/E/com, nell'anno 2023 si è registrata una diminuzione del numero dei procedimenti avviati con tale procedura (8 rispetto ai 18 dello scorso anno) a fronte di una stabile percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (75% dei procedimenti avviati con semplificata, cioè 6 su 8). Ciò costituisce un dato rilevante, a conferma della persistente utilità di tale istituto, apprezzabile altresì sotto il profilo della pronta cessazione delle condotte contestate e del sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che ha consentito la chiusura del procedimento in (soli) 30 giorni, l'Autorità ha conseguito anche la tempestiva eliminazione delle eventuali conseguenze prodotte dalle violazioni al sistema. In particolare, gli 8 procedimenti che nell'anno 2023 sono stati avviati con procedura semplificata hanno riguardato violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche (sicurezza e pronto intervento gas).

È da evidenziare che il nuovo regolamento sanzioni, approvato con deliberazione 598/2023/E/com, contiene alcune rilevanti novità con riguardo alla procedura semplificata. Anzitutto, è stato ampliato, da 30 a 60 giorni dalla comunicazione di avvio del procedimento, il termine per aderire a detta procedura mediante cessazione delle condotte contestate ancora in essere e pagamento della sanzione in misura ridotta (art. 13, comma 2). Parallelamente, in caso di avvio con eventuale chiusura con procedura semplificata, è stata introdotta una nuova ipotesi di sospensione dei termini del procedimento sanzionatorio ordinario, per un analogo periodo di 60 (sessanta) giorni (art. 3, comma 4) ed è stato specificato che il termine di 60 giorni per presentare memorie scritte e documenti, ai sensi dell'art. 18 del citato regolamento, decorre dal sessantesimo giorno successivo all'avvio del procedimento con procedura semplificata in caso di mancata estinzione del procedimento sanzionatorio.

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati nel 2023 in materia di violazione della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 17), 15 riguardano violazioni connesse a esigenze di sicurezza del sistema di distribuzione del gas, 1 afferisce a violazioni di disposizioni in materia di accesso ed erogazione dei servizi di rete e 1 inerisce a violazioni di obblighi informativi in materia di *unbundling* funzionale.

Sicurezza del sistema e accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2023 l'Autorità ha avviato 11 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale¹⁰ e 4 riguardanti più specificatamente il servizio di pronto intervento¹¹. Cinque di tali procedimenti si sono conclusi con adesione alla procedura semplificata, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di 79.000 euro.

¹⁰ Determine DSAI/3-5-8-9-12-15-16-18-22-26-27/2023/gas.

¹¹ Determine DSAI/6-14-21-24/gas.

Inoltre, è stato avviato con procedura semplificata¹² un procedimento nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica per l'applicazione, al richiedente l'esecuzione di una prestazione relativa al servizio di connessione, di oneri ulteriori rispetto a quelli previsti dal TIC (Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione). L'impresa ha aderito alla semplificata provvedendo alla restituzione degli importi indebitamente riscossi e al pagamento della sanzione in misura ridotta (pari a 5.430 euro).

In tale materia, si è altresì concluso con l'irrogazione di una sanzione pari a 143.000 euro (allo stato *sub iudice*), un procedimento¹³ relativo alla violazione delle norme tecniche per la tenuta e manutenzione degli impianti di cui al Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas.

Esigenze conoscitive dell'Autorità

Nel 2023 l'Autorità ha avviato un procedimento sanzionatorio per violazione di obblighi informativi in materia di *unbundling* funzionale¹⁴. Segnatamente, con tale procedimento è stato contestato alla società di non avere dichiarato nell'Anagrafica operatori dell'Autorità di appartenere ad un gruppo societario e di essere un'impresa verticalmente integrata, nonché di non avere conferito autonomia decisionale e organizzativa all'attività di distribuzione del gas naturale, separandola amministrativamente dalle altre attività svolte dall'impresa verticalmente integrata, non avendo affidato l'amministrazione della società ad un gestore indipendente.

Nel medesimo anno, in materia di separazione funzionale e contabile, l'Autorità ha chiuso un procedimento sanzionatorio¹⁵ con l'irrogazione di una sanzione di 28.800 euro.

Infine, è stato concluso con irrogazione di una sanzione pari a 4.800 euro un procedimento sanzionatorio¹⁶ avente ad oggetto obblighi informativi inerenti ai dati sulla sicurezza e continuità del servizio di distribuzione gas.

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 8), 2 procedimenti ineriscono a violazioni in materia di titoli di efficienza energetica, 2 procedimenti riguardano la violazione delle procedure conciliative, 3 procedimenti attengono a violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso e infine 1 procedimento riguarda violazioni in materia di *switching*.

Titoli di efficienza energetica

Nel 2023 l'Autorità ha avviato 2 procedimenti sanzionatori nei confronti della medesima impresa di distribuzione del gas, per mancato conseguimento degli obiettivi specifici di efficienza energetica¹⁷.

12 Determina DSAI/20/2023/gas.

13 Delibere 7 febbraio 2023, 39/2023/S/gas.

14 Determina DSAI/17/2023/gas.

15 Delibera 17 gennaio 2023, 7/2023/S/gas.

16 Delibera 24 gennaio 2023, 12/2023/S/gas.

17 Determine DSAI/1/2023/efr e DSAI/23/2023/efr.

Uno di essi è stato già concluso con l'irrogazione di una sanzione per complessivi 1.084.000 di euro¹⁸.

Mercati all'ingrosso

Come già detto, nel 2023 sono stati avviati 3 procedimenti sanzionatori per violazione delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso di cui al REMIT. Con il primo procedimento¹⁹ è stata contestata ad un operatore sul mercato del gas naturale la violazione dell'art. 5 del REMIT, per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato di cui all'art. 2, numero 2), lettera a), punto iii), del REMIT, consistente nella conclusione di transazioni e/o nella trasmissione di ordini di compravendita in prodotti energetici all'ingrosso che utilizzino, o tentino di utilizzare, uno strumento fittizio o qualsiasi altra forma di raggirio o artificio che invii, o sia suscettibile di inviare, segnali falsi o tendenziosi riguardanti l'offerta, la domanda o il prezzo di prodotti energetici all'ingrosso. Il secondo procedimento²⁰, invece, ha riguardato l'inosservanza degli artt. 8 e 9 del REMIT, per non avere l'operatore fornito all'ACER un registro delle operazioni effettuate sui mercati dell'energia all'ingrosso, compresi gli ordini di compravendita, e per non essersi iscritto al Registro nazionale REMIT. Infine, il terzo procedimento²¹ afferisce al mancato rispetto dell'art. 4 del REMIT che stabilisce l'obbligo degli operatori di mercato di comunicare "al pubblico in modo efficace e in tempo utile le informazioni privilegiate di cui dispongono (...)"; in tale procedimento la società ha presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Nel 2023 l'Autorità ha concluso un procedimento volto alla rideterminazione²² – a seguito di sentenza di annullamento del Consiglio di Stato²³ – di una sanzione in materia di strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica.

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2023, come detto, è stato avviato 1 procedimento sanzionatorio nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica per violazione delle disposizioni in materia di *switching*²⁴. Segnatamente, è stato contestato all'impresa di avere fornito, per il tramite del Sistema informativo integrato, con riferimento a richieste di *switching* nelle quali l'utente del trasporto e dispacciamento entrante aveva manifestato la volontà di avvalersi della revoca, informazioni errate sulla sussistenza di una richiesta di indennizzo da parte dell'esercente la vendita uscente ovvero sullo stato di morosità del cliente finale. L'impresa ha presentato una proposta di impegni attualmente al vaglio dell'Autorità.

Sono stati altresì avviati 2 procedimenti per violazione dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dell'Autorità²⁵ di cui all'art. 9, comma 4, del TICO (Testo integrato conciliazione, allegato A alla deliberazione 209/2016/E/com e s.m.i.) in forza del quale "Gli Operatori o Gestori [...] sono tenuti a partecipare alle procedure

18 Delibera 25 luglio 2023 331/2023/S/efr.

19 Determina DSAI/7/2023/gas.

20 Determina DSAI/10/2023/eel.

21 Determina DSAI/11/2023/gas.

22 Delibera 17 gennaio 2023, 6/2023/S/eel.

23 Consiglio di Stato, Sez. VI, 27 settembre 2021, n. 6498.

24 Determina DSAI/4/2023/eel.

25 Determine DSAI/2/2023com e DSAI/19/2023/com.

di conciliazione attivate nei loro confronti presso il Servizio Conciliazione dal Cliente o Utente finale"). Uno di tali procedimenti si è concluso nel medesimo anno con l'irrogazione di una sanzione pari a 35.000 euro²⁶.

Nella medesima materia si sono conclusi 3 procedimenti sanzionatori per violazione delle disposizioni poste a tutela dei clienti finali nel caso in cui l'utente della rete e la controparte commerciale siano soggetti diversi e quest'ultima risulti inadempiente rispetto alle obbligazioni contrattuali che la legano al primo. In un caso²⁷ si è trattato della violazione, da parte dell'utente del servizio di distribuzione, del divieto di sospensione della fornitura ai clienti finali per inadempimento della controparte commerciale, e dunque malgrado i clienti finali titolari dei punti di riconsegna non fossero morosi. In tal caso, la sanzione è stata pari a 38.000 euro. Nell'altro caso²⁸ è stato contestato ad un operatore il mancato adempimento degli obblighi informativi nei confronti dei clienti finali nei casi di risoluzione del contratto in essere tra controparte commerciale e utente del trasporto, procedimento che si è, tuttavia, concluso con l'archiviazione per decorso del relativo termine di conclusione. Per l'ultimo procedimento²⁹, avente anch'esso ad oggetto la violazione del divieto di sospensione della fornitura di gas naturale ai clienti finali per l'inadempimento contrattuale della controparte commerciale, è stato avviato il procedimento volto alla rideterminazione della sanzione a seguito di sentenza di parziale annullamento da parte del giudice amministrativo³⁰ impugnata dall'Autorità.

Infine, è stato concluso 1 procedimento³¹ riguardante violazioni in materia di *switching* a seguito di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per inadempimento dell'utente nei confronti di Terna. Invero, in tale ipotesi, è prevista l'automatica risoluzione anche dei contratti di fornitura dei clienti finali titolari dei punti di prelievo associati all'utente del dispacciamento e trasporto inadempiente con conseguente attivazione dei servizi di ultima istanza e la possibilità per questi ultimi, in tali particolari fattispecie, di accedere alla procedura di *switching* veloce, cioè infra-mese, mediante stipulazione di un nuovo contratto di fornitura. In tal caso, la sanzione è stata pari a 117.000 euro.

Violazioni della regolazione del settore idrico

Nel 2023 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio in materia di servizio idrico integrato³², contestando al gestore plurime violazioni afferenti alla regolazione tariffaria, alla misura, alla fatturazione, alla qualità contrattuale, nonché agli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente.

Il numero di procedimenti sanzionatori conclusi in tale materia nel 2023 si attesta sul dato di 7.

In particolare, 2 procedimenti si sono chiusi con l'archiviazione dei procedimenti sanzionatori e la contestuale adozione di provvedimenti prescrittivi³³.

26 Delibera 19 settembre 2023, 403/2023/S/com.

27 Delibera 28 marzo 2023, 119/2023/S/gas.

28 Delibera 28 giugno 2023, 305/2023/S/com.

29 Delibera 12 dicembre 2023, 582/2023/S/gas.

30 TAR Lombardia, Sez. I, 6 ottobre 2023, n. 2237.

31 Delibera 25 luglio 2023, 330/2023/S/eel.

32 Determina DSAI/25/2023/idr.

33 Delibera 16 maggio 2023, 203/2023/S/idr e delibera 13 giugno 2023, 253/2023/S/idr.

Altri 2 procedimenti si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni (per complessivi 722.900 euro) e, in un caso, con l'adozione anche di un provvedimento prescrittivo recante l'ordine di restituire agli utenti le differenze tariffarie indebitamente applicate³⁴. Una di tali sanzioni è stata annullata dal giudice amministrativo³⁵ che ha tuttavia confermato il provvedimento prescrittivo, mentre, per l'altra, annullata in primo grado³⁶, è pendente il giudizio di appello.

Infine, si sono chiusi con l'irrogazione di sanzioni per complessivi 70.200 euro 3 procedimenti³⁷ relativi all'inservanza da parte di altrettanti gestori degli obblighi informativi in materia di reclami allo Sportello per il consumatore energia e ambiente, dei quali uno è allo stato *sub iudice*.

Procedimenti prescrittivi ex delibera 342/2016/E/eel

Nel corso del 2023, l'Autorità ha adottato 18 provvedimenti, nell'ambito degli altrettanti procedimenti prescrittivi avviati con le delibere 12 ottobre 2021, 419/2021/E/eel e 2 agosto 2022, 389/2022/E/eel, per ottemperare alle sentenze del giudice amministrativo (Consiglio di Stato o TAR Lombardia) che ha parzialmente accolto i ricorsi di alcuni utenti del dispacciamento avverso i provvedimenti prescrittivi adottati ai sensi della delibera 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel. Con questi ultimi, l'Autorità aveva contestato le condotte di programmazione non diligente poste in essere nel mercato elettrico nel periodo gennaio-luglio 2016. Il giudice, pur non mettendo in discussione l'accertamento dell'illiceità delle suddette condotte, ha ritenuto che, nella quantificazione dell'importo oggetto della misura prescrittiva, fosse mancato l'accertamento del risparmio di spesa derivante dagli eventuali effetti positivi per l'intero sistema degli sbilanciamenti in controfase rispetto allo sbilanciamento del sistema.

TAV. 11.9 Provvedimenti prescrittivi 2023

DATA	PROVVEDIMENTI PRESCRITTIVI EX DELIBERA 419/2021/E/EEL
10/10/2023	453/2023/E/eel, 455/2023/E/eel, 456/2023/E/eel, 457/2023/E/eel, 458/2023/E/eel, 459/2023/E/eel, 460/2023/E/eel,
7/11/2023	506/2023/E/eel, 507/2023/E/eel, 508/2023/E/eel, 509/2023/E/eel, 510/2023/E/eel, 511/2023/E/eel, 512/2023/E/eel
28/11/2023	559/2023/E/eel, 560/2023/E/eel

DATA	PROVVEDIMENTI PRESCRITTIVI EX DELIBERA 389/2022/E/EEL
28/11/2023	557/2023/E/eel, 558/2023/E/eel

Fonte: ARERA.

Contenziosi legati alla delibera 333/2016/R/eel

Nel corso del 2012 diversi utenti del dispacciamento, specialmente nella zona della Sardegna, sono incorsi in sbilanciamenti piuttosto significativi (fino a oltre 10 volte l'energia immessa o prelevata), al fine di beneficiare

³⁴ Delibera 7 febbraio 2023, 38/2023/S/idr e delibera 14 febbraio 2023, 54/2023/S/idr, la prima delle quali contenente anche l'ordine di cessazione.

³⁵ TAR Lombardia, Sez. I, 13 novembre 2023, n. 2623.

³⁶ TAR Lombardia, Sez. I, 10 ottobre 2023, n. 2265.

³⁷ Delibera 23 maggio 2023, 217/2023/S/idr, delibera 6 giugno 2023, 245/2023/S/idr e delibera 6 giugno 2023, 244/2023/S/idr.

delle distorsioni insite nel meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento allora in vigore. L'Autorità è intervenuta d'urgenza con la delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel, eliminando dal calcolo dei prezzi di sbilanciamento le offerte attivate per la riserva secondaria. Nel corso del 2013, perdurando la situazione, l'Autorità è ulteriormente intervenuta con le delibere 30 maggio 2013, 239/2013/R/eel e 28 giugno 2013, 285/2013/R/eel, con le quali ha modificato il calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale.

A marzo 2015, con la sentenza 1532/2015, il Consiglio di Stato ha abrogato le tre sopracitate delibere per difetto di consultazione. L'Autorità, con la delibera 24 giugno 2016, 333/2016/R/eel, dopo opportuna consultazione con gli operatori per sanare il difetto rilevato dalla giustizia amministrativa, è nuovamente intervenuta sulla materia, individuando, per gli anni 2012, 2013 e 2014, due distinti regimi di valorizzazione dei corrispettivi di sbilanciamento: la c.d. disciplina standard, che ripropone gli effetti delle disposizioni abrogate dal Consiglio di Stato, e la c.d. disciplina alternativa, che consente una valorizzazione basata sulle disposizioni in essere prima dell'adozione della delibera 342/2012/R/eel. Per gli utenti del dispacciamento che si fossero avvalsi della disciplina alternativa, erano previste verifiche a campione per accertare se le strategie di programmazione adottate dagli stessi fossero coerenti con le finalità del servizio di dispacciamento. Le verifiche avrebbero riguardato tutti gli utenti del dispacciamento del gruppo societario e un solo semestre individuato dall'Autorità. In caso di esito positivo (programmazione non conforme alle finalità del servizio di dispacciamento), a tutti gli utenti del dispacciamento del gruppo societario sarebbe stata applicata la disciplina standard limitatamente al semestre oggetto di verifica.

L'Autorità ha condotto 11 distinte verifiche, tutte focalizzate sul primo semestre 2013, rendendone noti gli esiti con le delibere 5 dicembre 2017, da 830/2017/E/eel a 840/2017/E/eel: sono stati accertati 9 gruppi societari con utenti del dispacciamento con strategie di programmazione non conformi alle finalità del servizio di dispacciamento.

A seguito di ricorso promosso da 5 gruppi societari, fra il 2020 e il 2021 le delibere 830/2017/E/eel, 835/2017/E/eel, 836/2017/E/eel, 837/2017/E/eel e 838/2017/E/eel sono state parzialmente abrogate dal Consiglio di Stato che ha ravvisato il difetto di istruttoria e conseguente motivazione con particolare riferimento al contributo degli sbilanciamenti in controfase a incrementare gli oneri per la clientela finale, oppure a mitigare un tale incremento. L'Autorità ha pertanto avviato nei confronti dei suddetti 5 gruppi societari dei nuovi provvedimenti finalizzati a risolvere le carenze evidenziate dal Consiglio di Stato: è stato pertanto riverificata la coerenza delle strategie di programmazione rispetto alle finalità del servizio di dispacciamento, prevedendo uno specifico trattamento per gli sbilanciamenti in controfase rispetto alle effettive esigenze di bilanciamento del sistema, rappresentate attraverso il segno reale dello sbilanciamento aggregato macro-zonale determinato a partire dalle misure consuntivate delle immissioni e dei prelievi. Gli esiti, resi noti con le delibere 3 agosto 2023, 363/2023/E/eel e da 368/2023/E/eel a 371/2023/R/eel, confermano le valutazioni originarie di non conformità. Tali provvedimenti sono stati ulteriormente impugnati dinanzi alla giustizia amministrativa e i relativi contenziosi sono ancora in corso.

Nel corso del 2023 il Consiglio di Stato ha parzialmente abrogato anche la delibera 840/2017/E/eel per gli stessi motivi: l'Autorità ha avviato con la delibera 3 agosto 2023, 364/2023/E/eel un nuovo procedimento nei confronti del gruppo societario interessato. Le risultanze istruttorie sono state inviate a novembre 2023 e il procedimento è stato concluso a inizio 2024 con la delibera 16 gennaio 2024, 1/2024/E/eel che, anche in questo caso, ha confermato la valutazione originaria di non conformità.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

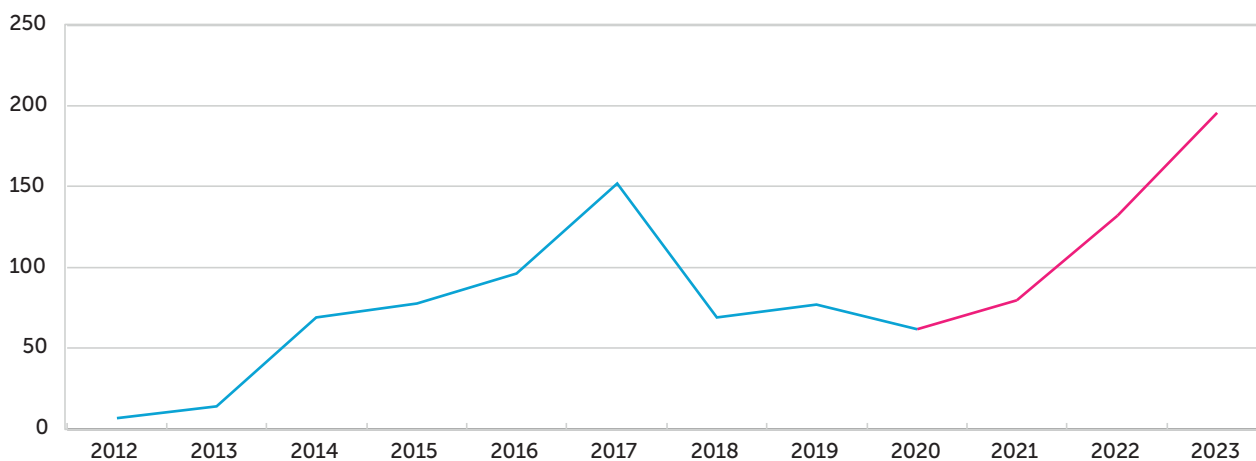
Nel 2023 la funzione giustiziale ex delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com si conferma uno strumento largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholders* nell'ambito delle attività di *enforcement* dell'Autorità.

La tutela giustiziale rappresenta una valida alternativa alla tutela giurisdizionale, anche in chiave deflattiva della stessa, essendo più rapida, gratuita ed agevolmente fruibile dagli operatori al fine di perseguire gli obiettivi, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), in tema di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

Nel 2023 l'attività giustiziale prosegue nella sua *mission* di "efficientare la gestione dei procedimenti di risoluzione delle controversie tra operatori e gestori, promuovendone anche una maggiore conoscenza", in coerenza con la specifica linea di intervento prevista nel Quadro strategico 2022-2025 dell'Autorità.

Da segnalare, a tal proposito, il continuo aumento negli anni del numero di reclami presentati all'Autorità, che nel 2023 sfiorano i 200 casi, confermando l'ampio diffondersi tra gli operatori di questo rimedio giustiziale.

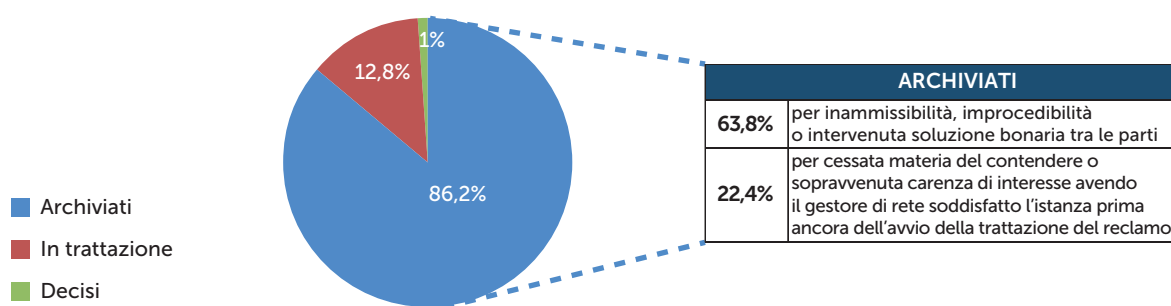
FIG. 11.6 Reclami presentati dagli operatori (2012-2023)



Fonte: ARERA.

Nel 2023 i numeri indicano una flessione delle risoluzioni delle controversie tramite decisioni assunte dal Collegio (1%) a vantaggio della composizione bonaria delle stesse, con l'archiviazione del reclamo per cessata materia del contendere, a seguito dell'avvio del procedimento, o per sopravvenuta carenza di interesse, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo (22,4%). (Fig. 11.7).

FIG. 11.7 Reclami fra operatori gestiti dall'Autorità ai sensi della delibera 188/2012/E/com (focus reclami presentati nel 2023)



Fonte: ARERA.

Questo *trend* di definizione del reclamo senza arrivare a decisione dimostra una sempre maggiore *compliance*, da parte degli operatori, nei confronti della regolazione di settore, favorita anche dall'aggiornamento, con cadenza annuale, del c.d. Massimario, una raccolta comprensiva di tutte le decisioni sui reclami adottate dall'Autorità, facilmente consultabile per argomento sul sito istituzionale, in cui vengono sintetizzati i consolidati indirizzi interpretativi assunti da questa istituzione nell'esercizio della sua funzione giustiziale.

Nel dettaglio, dall'entrata in vigore della delibera 188/2012/E/com al 31 dicembre 2023, sono stati presentati 1.032 reclami, di cui 196 nel 2023. Di questi:

- 638 (il 61,8%), di cui 169 presentati nel 2023, sono stati archiviati, in particolare:
 - 399 (di cui 125 presentati nel 2023) per inammissibilità, improcedibilità o intervenuta soluzione bonaria della controversia nel corso del procedimento;
 - 220 (di cui 43 presentati nel 2023) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante;
 - 3 sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'autorità giudiziaria e dell'Autorità;
 - 13 (di cui 1 presentato nel 2023), per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo;
 - 2, invece, per sopravvenuta carenza di interesse a seguito della rinuncia tacita alla prosecuzione della trattazione del reclamo da parte del reclamante;
 - 1, a causa dell'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481³⁸.
- 27 (il 2,6%), di cui 25 presentati nel 2023, erano in corso di trattazione;
- 367 (il 35,6%), di cui 2 presentati nel 2023, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 283 delibere emenate (di cui 10 nel 2023). Si rileva, infine, che il numero di delibere è inferiore al numero dei reclami presentati perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

³⁸ Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza "sia stato avviato un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 481".

Al termine del 2023, il tempo medio di gestione delle procedure di risoluzione delle controversie tra operatori economici ex delibera 188/2012/E/com, in relazione ai reclami presentati all'Autorità nel biennio 2022-2023, è stato di 3 mesi e 19 giorni. In particolare, 2 mesi e 19 giorni per i reclami ex decreto legislativo 93/2011 e 4 mesi e 17 giorni per i reclami ex decreto legislativo 387/2003.

Degna di nota è la percentuale di rispetto delle decisioni giustiziali che, nel biennio 2022-2023, si è attestata all'85,71%.

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel 2023 hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

Connessione a reti di distribuzione e accettazione del preventivo

Con delibera 24 gennaio 2023, 14/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da VPD Solar 3 S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 304765173", l'Autorità ha posto in evidenza che l'art. 7, comma 8, primo periodo, del TICA prevede che il preventivo accettato possa essere ulteriormente modificato a titolo gratuito a seguito di imposizioni derivanti dall'iter autorizzativo, ovvero di atti normativi (anche di carattere regionale) ovvero per altre cause fortuite o di forza maggiore non dipendenti dalla volontà del richiedente, opportunamente documentate.

Nella fattispecie esaminata, riferita ad un progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico, l'Autorità competente per la VIA ha inviato al produttore una formale "Richiesta di integrazione a norma dell'articolo 27-bis, comma 5 del decreto legislativo 152/06", con cui è stato segnalato al reclamante di ottemperare a quanto indicato nel verbale del Tavolo tecnico di confronto – ossia di "proporre soluzioni alternative che prevedano l'interramento del cavidotto" – entro il termine di trenta giorni; non trattandosi, quindi, di un mero invito o parere tecnico, la richiesta di modifica del preventivo non può essere considerata, come fatto dal gestore, il frutto di una libera determinazione del richiedente ex art. 7, comma 8, secondo periodo, del TICA, bensì deve essere ritenuta imposta in sede di iter autorizzativo ai sensi del citato art. 7, comma 8, primo periodo del TICA.

Infatti, se il produttore ottempera alla richiesta integrativa ricevuta dall'Autorità competente per la VIA (*id est* presentare una soluzione di connessione con il cavidotto interrato) nel termine dalla stessa indicato, il procedimento passa alla fase successiva della indizione della conferenza di servizi; diversamente, il procedimento deve essere *sic et simpliciter* archiviato: *tertium non datur*. E l'impossibilità di conseguire il titolo autorizzativo determina necessariamente la decadenza della pratica di connessione ai sensi dell'art. 9, comma 11, del TICA.

L'Autorità ha, inoltre, chiarito che le motivazioni giuridiche sopra esposte valgono ex se a ritenere non legittima la decisione del gestore di non riconoscere la richiesta di modifica del preventivo ricevuta dal produttore come da imposizione derivante da iter autorizzativo.

Il regolatore ha anche voluto sottolineare che tale (persistente) determinazione del gestore risulta ancor più censurabile in quanto contraria al comportamento assunto in un precedente procedimento di trattazione di un reclamo, deciso con deliberazione 378/2022/E/eel, in cui aveva preso atto che *“il parere reso dalla Regione nel verbale (...) possa essere assimilabile ad una prescrizione autorizzativa”*; infatti *“l’asserita differenza di fattispecie è smentita per tabulas dal fatto che – anche nel presente reclamo – viene in considerazione un verbale di Tavolo tecnico identico (...) quindi l’identica tipologia di atti ricorre in entrambe le fattispecie”*. Pertanto, il gestore ha tenuto una condotta difensiva non in linea con i principi generali di correttezza e buona fede, nonché del principio c.d. di non contraddizione (*nemo venire contra factum proprium*). E privi di rilievo risultano i tentativi del gestore di circoscrivere la validità delle proprie affermazioni in uno specifico contesto riferito *“...esclusivamente alla legittimità dell’annullamento della pratica di connessione, non già alla formulazione di una modifica di preventivo né tantomeno ad una considerazione generale relativa all’assunzione dei relativi costi da essa derivanti...”*.

Pertanto, in linea con quanto già indicato nelle deliberazioni 692/2022/E/eel e 693/2022/E/eel, l’Autorità ha ribadito che, nella decisione assunta con deliberazione 378/2022/E/eel, il regolatore ha preso atto della suddetta affermazione del gestore ed ha dichiarato cessata la materia del contendere per intervenuta soddisfazione nelle more del procedimento con riferimento alla questione del mancato riconoscimento dell’imposizione derivante da iter autorizzativo.

Pertanto, l’Autorità ha accertato che e-distribuzione illegittimamente non ha emesso il preventivo richiesto dal produttore secondo i dettami contenutistici e temporali previsti dall’art. 7, comma 8, primo periodo, del TICA (che in relazione al termine di emissione richiama l’art. 7, comma 1, del TICA stesso); conseguentemente, il tempo successivo alla scadenza del termine di emissione (*id est* 60 giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta di modifica) fino alla data effettiva di emissione, si configura come ritardo dipendente da causa imputabile al gestore, con conseguente obbligo di corrispondere l’indennizzo automatico previsto dall’art. 14 del TICA.

Con delibera 7 febbraio 2023, 40/2023/E/eel, “Decisione del reclamo presentato da Cirigliano Eolica S.r.l.s. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 271015546”, l’Autorità ha in primo luogo ricordato che, come disciplinato dal titolo 1 della parte III del TICA, ogni richiesta di connessione è soggetta ad una sequenza temporale di condizioni procedurali (oltre che economiche) che devono verificarsi per la connessione in media e bassa tensione degli impianti di produzione alla rete di distribuzione, consistenti nella presentazione della richiesta di connessione, nella messa a disposizione del preventivo, nell’accettazione del medesimo preventivo e nella richiesta di avvio del procedimento autorizzativo comprensiva di tutta la documentazione necessaria.

Pertanto, nella fattispecie esaminata, l’Autorità ha ritenuto che il reclamante dovesse richiedere un nuovo iter autorizzativo – corredato di tutta la documentazione necessaria, ivi compreso il progetto di rete validato dal gestore – entro il termine di 60 giorni lavorativi dall’accettazione del nuovo preventivo.

Poiché risulta *per tabulas* che il produttore non ha avviato un nuovo iter autorizzativo per la nuova pratica di connessione, ritenendo erroneamente che il gestore potesse tenere valida la PAS ottenuta in relazione alla precedente pratica annullata, tale nuova pratica è stata legittimamente annullata dal gestore per mancato invio della dichiarazione sostitutiva attestante l’avvio dell’iter autorizzativo entro la tempistica prevista dall’art. 9, comma 3, del TICA.

Integra, invece, una condotta inadeguata rispetto alla diligenza c.d. specifica di cui all'art. 1176, comma 2, del codice civile, richiesta ad un operatore professionale esercente un servizio pubblico essenziale, che il gestore abbia inutilmente validato il progetto definitivo dopo la scadenza del termine previsto dall'art. 9, comma 3, del TICA.

Con delibera 28 febbraio 2023, 68/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Spiteri Carmelo Costruzioni S.r.l. Unipersonale nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 257849569", l'Autorità ha affermato che integra una condotta illegittima del gestore il non procedere all'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di rete, finalizzato alla connessione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, per mancata conclusione dell'iter autorizzativo, se il produttore è in possesso del titolo abilitativo relativo alla costruzione e gestione dell'impianto in questione e alla realizzazione delle opere di rete necessarie alla connessione.

L'Autorità ha, infatti, sottolineato che non è condivisibile l'assunto del gestore di non considerare sufficiente a tale fine la Procedura abilitativa semplice (PAS) rilasciata dall'Amministrazione comunale competente, in quanto – in base all'ordinamento vigente e alla giurisprudenza – essa costituisce titolo autorizzativo valido ai fini del rispetto del TICA.

Ciò, anche assumendo come astrattamente applicabile alla fattispecie in esame – in linea con le conclusioni raggiunte nella delibera 15 gennaio 2019, 3/2019/E/eel – l'autorizzazione regionale prevista dall'art. 108 del regio decreto 1775/1933, in quanto essa rientrerebbe tra gli atti di assenso dei quali l'Amministrazione comunale è chiamata a valutare la necessità di acquisizione ai fini della conclusione con esito positivo della PAS.

Stanti il riparto di competenze fissato dal legislatore e le esigenze di certezza e affidamento degli operatori, l'Autorità deve limitarsi alla verifica della mera sussistenza dei titoli abilitativi relativi alla costruzione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, non potendo sindacare, in assenza di una espressa disposizione di legge, la legittimità e conseguentemente l'efficacia degli stessi.

Pertanto, spettano al produttore gli indennizzi automatici ex art. 14 del TICA per il ritardo nella connessione dell'impianto di produzione.

Con delibera 7 marzo 2023, 87/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato dalla ditta individuale Newenergy di Alessandro Marchese nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alle pratiche di connessione identificate con codici di rintracciabilità 266464755, 266465300, 266469724 e 266470147", l'Autorità – analogamente a quanto rilevato nella delibera 28 febbraio 2023, 68/2023/E/eel – ha affermato che integra una condotta illegittima del gestore il non procedere all'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di rete, finalizzato nella fattispecie in esame alla connessione di 4 impianti fotovoltaici, per mancata conclusione dell'iter autorizzativo, se il produttore è in possesso del titolo abilitativo relativo alla costruzione e gestione degli impianti in questione e alla realizzazione delle opere di rete necessarie alla connessione.

Anche in questo caso, l'Autorità ha sottolineato che non è condivisibile l'assunto del gestore di non considerare sufficiente a tale fine la Procedura abilitativa semplice (PAS) rilasciata dall'Amministrazione comunale competente, in quanto – in base all'ordinamento vigente e alla giurisprudenza – essa costituisce titolo autorizzativo valido ai fini del rispetto del TICA.

Ciò, anche assumendo come astrattamente applicabile alla fattispecie in esame – in linea con le conclusioni raggiunte nella delibera 3/2019/E/eel – l'autorizzazione regionale prevista dall'art. 108 del regio decreto 1775/1933, in quanto essa rientrerebbe tra gli atti di assenso dei quali l'Amministrazione comunale è chiamata a valutare la necessità di acquisizione ai fini della conclusione con esito positivo della PAS.

Stanti il riparto di competenze fissato dal legislatore e le esigenze di certezza e affidamento degli operatori, l'Autorità deve limitarsi alla verifica della mera sussistenza dei titoli abilitativi relativi alla costruzione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, non potendo sindacare, in assenza di una espressa disposizione di legge, la legittimità e conseguentemente l'efficacia degli stessi.

Pertanto, spettano al produttore gli indennizzi automatici ex art. 14 del TICA per il ritardo nella connessione dell'impianto di produzione.

Con delibera 3 ottobre 2023, 436/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Società Agricola Terre del Sole S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.A., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 223082223", l'Autorità – in linea di continuità con le delibere 28 febbraio 2023, 68/2023/E/eel e 7 marzo 2023, 87/2023/E/eel – ha ritenuto giuridicamente infondata la decisione del gestore di non avviare i lavori di realizzazione dell'impianto di rete per non aver ritenuto completato l'iter autorizzativo a seguito dell'emanazione del *"decreto di occupazione d'urgenza preordinato all'asservimento coattivo di aree private e determinazione provvisoria di indennità da corrispondere, per la realizzazione ed esercizio elettrodotto per la connessione aerea alla rete elettrica nazionale dell'impianto fotovoltaico"*.

Infatti, l'Autorità ha chiarito che il suddetto decreto *"... anticipa – come per legge – tutti gli effetti dell'emittendo decreto definitivo di esproprio ..."*, in quanto esso *"... assolve la specifica funzione di consentire all'ente espropriante di occupare le aree (in via definitiva e non temporanea) che poi saranno espropriate, al fine di consentire la realizzazione dell'opera ..."*, fondando la propria *ratio* giustificatrice nella necessità *"... di consentire la realizzazione dell'opera allorquando non sia possibile attendere l'adozione del decreto di esproprio definitivo ..."*.

Nel caso di specie, l'urgenza di eseguire i lavori – prima dell'emissione del decreto definitivo di esproprio – è stata affermativamente valutata dalla competente Amministrazione comunale che, conseguentemente, ha emesso il citato decreto di occupazione di urgenza (come si legge nello stesso) *"... in relazione alla particolare natura delle opere ed il carattere di particolare urgenza delle stesse ..."*.

Pertanto, la posizione del gestore di ritenere necessaria l'emanazione del decreto di esproprio quale titolo legittimante per la realizzazione dei lavori di propria competenza – anche in presenza del suddetto decreto comunale – si pone in manifesto contrasto con l'art. 22-bis del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327.

Parimenti, non rileva la previsione della perdita di efficacia del decreto di occupazione di urgenza in parola – qualora non venga emanato il decreto di esproprio nel termine di cui all'art. 13 del DPR n. 327/2001 – trattandosi di previsione meramente riproduttiva dell'art. 22-bis, comma 6, dello stesso DPR n. 327/2001, cioè di una disposizione normativa primaria.

Stante il riparto di competenze fissato dal legislatore, l'Autorità non può che prendere atto di quanto disposto (in applicazione del Quadro normativo nazionale) dal decreto di occupazione di urgenza – che risulta pienamente valido ed efficace in assenza di atti che ne abbiano disposto l'annullamento o sospeso l'efficacia – e ritenere che il gestore è legittimato ad avviare la realizzazione (in funzione della quale il decreto è stato emanato) dei lavori sulle aree per cui è stata disposta l'occupazione d'urgenza ed è avvenuta l'immissione nel possesso formalmente verbalizzata.

Da ciò deriva che il gestore – avendo ricevuto dal reclamante la comunicazione di completamento dei lavori di propria spettanza (unitamente alla documentazione finalizzata all'esecuzione dei lavori della rete di connessione) e sussistendo un titolo legittimante l'avvio della realizzazione dei lavori autorizzati ai fini dei conseguenti obblighi previsti dal TICA – si trova in una situazione di ingiustificato ritardo rispetto ai tempi di realizzazione dell'impianto di connessione previsti dal TICA stesso, con conseguente obbligo di corrispondere l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14 del medesimo TICA.

Distribuzione

Con delibera 13 giugno 2023, 254/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Eni Plenitude S.p.a. Società Benefit nei confronti di Unareti S.p.a.", l'Autorità ha ricordato che l'art. 28, comma 1, del TIC dispone che *"per le richieste di voltura e subentro e per ogni altra modifica contrattuale che non richieda un aumento della potenza a disposizione"* si applica un *"contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi"*.

Dopo aver delineato l'ambito applicativo del citato art. 28, l'Autorità ha precisato il significato di "modifica contrattuale" ed in particolare quale sia la specifica variazione degli elementi contrattuali rilevante ai fini dell'applicazione di detta norma alla luce delle disposizioni in tema di interpretazione dei provvedimenti amministrativi, dovendo in ogni caso l'interprete *"... ricostruire l'intento dell'Amministrazione ed il potere che essa ha inteso esercitare in base al contenuto complessivo dell'atto ..."* (si veda Consiglio di Stato, sez. VI, 25 maggio 2020, n. 3928; *id.*, sez. V, 9 novembre 2010, n. 7966).

In termini generali, la "modifica contrattuale" può riguardare la variazione degli elementi soggettivi (le parti) e/o oggettivi (contenuto) del contratto. Nel caso di variazione di residenza anagrafica, non c'è una modifica soggettiva del contratto di trasporto tra distributore e venditore e/o del contratto di somministrazione di energia elettrica tra venditore e cliente finale per il medesimo punto di prelievo, in quanto, a seguito della stessa, i contraenti non mutano.

Parimenti, nel cambio di residenza non sussiste variazione dell'oggetto del contratto, in quanto deve esser privilegiata una interpretazione restrittiva dell'art. 28 del TIC che limita il significato di *"ogni altra modifica contrattuale"* a variazioni di tipo sostanziale del contenuto contrattuale, ad esempio qualora il distributore modifichi le caratteristiche del servizio fornito al cliente, tali da alterare l'originario *"programma di interessi"* stabilito dai contraenti e che comportino dei costi aggiuntivi.

Pertanto, l'Autorità ha chiarito non essere legittima la decisione del gestore di applicare il contributo in parola alle richieste del cliente finale di variazione di residenza, in quanto tale modifica non comporta una variazione contrattuale "sostanziale", atteso che non muta la natura generale e la struttura contrattuale e, in particolare,

non subiscono alterazioni il tipo contrattuale l'oggetto (ed in particolare le obbligazioni contrattuali qualificanti il contratto, assunte dalle parti) e la causa (quale funzione pratica del contratto che coincide con l'interesse concreto perseguito dai contraenti). Ciò significa che tale variazione non afferisce al nucleo degli elementi essenziali "qualificanti" il contratto sottoscritto dalle parti, quanto piuttosto ad aspetti accessori di definizione delle tariffe e di altri oneri (canone RAI, accise ed oneri generali) dovuti *ex lege* dall'utente che il fornitore si limita a riscuotere per poi essere riversati, a seconda della natura, agli enti competenti (GSE, CSEA, amministrazione finanziaria, ecc.).

Tali considerazioni appaiono coerenti anche con il motivo per cui l'Autorità ha ritenuto di prevedere l'art. 6, comma 8, del TIC, secondo cui *"al richiedente non possono essere imposti oneri ulteriori rispetto a quelli previsti dal presente allegato"*.

Pertanto, il gestore ha l'obbligo di stornare da tutte le fatture intestate alla società di vendita interessata gli addebiti relativi all'applicazione del contributo in quota fissa ex art. 28, comma 1, del TIC, per la variazione di residenza del cliente finale, con conseguente restituzione degli importi versati a tale titolo dalla medesima società di vendita, in quanto i "costi di tipo operativo", che il gestore dichiara di aver sostenuto a fronte di una presunta maggiore attività imputabile alla variazione di residenza, non possono essere "indennizzati" attraverso il citato strumento regolatorio.

Infatti, tale contributo – che mira a compensare in modo forfetario gli oneri che il distributore effettivamente sopporta per registrare nei propri archivi le modifiche contrattuali – richiede un nesso causale tra la maggiore attività svolta dal distributore a seguito della descritta variazione contrattuale e gli "oneri amministrativi" sostenuti dal gestore per effetto della stessa.

Detto ciò, l'interpretazione della disposizione regolatoria deve, oggi, necessariamente tener conto anche della evoluzione tecnologica. In particolare, si rileva che le variazioni di residenza, come la maggior parte delle variazioni di anagrafica (in esecuzione di una specifica richiesta del cliente finale ovvero su input del venditore, nell'ambito delle procedure di aggiornamento *on condition* del dato presente nel RCU del SII) vengono ormai gestite in modo informatizzato dal SII di Acquirente unico. e solamente in casi particolari comportano attività onerose per l'impresa (si veda l'art. 5, comma 1, lettera b) della deliberazione 628/2015/R/eel e la tabella 1, lettera B.4 di cui all'allegato A alla citata deliberazione 628/2015/R/eel).

A riprova di ciò, nel caso specifico, è emerso che i casi di variazione di residenza anagrafica, per i quali è stato effettuato l'addebito del corrispettivo in quanto avrebbero richiesto le asserite complesse operazioni di rifatturazione (perché trattate manualmente), sono risultati un numero esiguo se rapportati alle dimensioni del gestore e potevano ragionevolmente essere gestiti in maniera più efficiente – anche in ragione dello standard di diligenza c.d. rafforzata o specifica ex art. 1176 c.c. richiesto ad un operatore professionale, concessionario del pubblico servizio di distribuzione dell'energia elettrica – tenendo conto dell'evoluzione dei sistemi di fatturazione i cui costi sono capitalizzabili e quindi recuperabili tramite la *regulatory asset base* (RAB).

Si ravvisa, infine, nel valutare il comportamento del gestore, l'esigenza di tenere conto del divieto di carattere generale del c.d. abuso del diritto, quale criterio rivelatore della violazione dell'obbligo di buona fede oggettiva cui è vincolato l'esercizio di un diritto soggettivo o di un potere che l'ordinamento riconosce a un soggetto (sul

principio di buona fede quale "argine" al rischio di abusi contrattuali si veda, *ex multis*, Consiglio di Stato, sez. VI, 2 marzo 2022, n. 1529).

Realizzazione in proprio dell'impianto di connessione

Con delibera 27 giugno 2023, 280/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Napo.li. Energia S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a. relativo alla pratica di connessione con codice di rintracciabilità 302106841", l'Autorità, ha preliminarmente evidenziato che l'art. 9 del TICA definisce le diverse fasi e le relative tempistiche che il richiedente la connessione deve rispettare, pena la decadenza del preventivo, ai fini del coordinamento delle diverse attività previste dall'iter di connessione ai sensi del TICA e della normativa autorizzativa vigente per l'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione dell'impianto di produzione e dell'impianto di utenza per la connessione – entrambi di competenza del richiedente la connessione – ed eventualmente anche per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti).

Poiché, nel caso dell'iter di connessione in questione, il richiedente ha dichiarato, in fase di accettazione del preventivo di connessione, di curare, tra l'altro, *"tutti gli adempimenti per l'acquisizione delle autorizzazioni richieste dalla legge per la costruzione ed esercizio delle opere di rete (impianto di rete e interventi su rete esistente e/o sviluppo) per la connessione"*, trova applicazione anche quanto previsto dal comma 8 dell'art. 9 del TICA.

In base alla citata disposizione, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio dell'iter autorizzativo per l'impianto di rete per la connessione, ed eventualmente per gli eventuali interventi sulla rete esistente, comprensiva di tutta la documentazione necessaria, con le medesime modalità e tempistiche previste dal comma 5 dell'art. 9 del TICA (90 giorni lavorativi dall'accettazione del preventivo per la richiesta di connessione in oggetto relativa alla connessione in media tensione), al netto delle tempistiche di cui al comma 9 dell'art. 9 del TICA.

Nella fattispecie in esame, l'Autorità ha stabilito che il gestore ha legittimamente disposto la decadenza del preventivo *de quo* in considerazione degli obblighi previsti in capo al richiedente la connessione (il reclamante, nel caso in oggetto) dall'art. 9 del TICA in materia di coordinamento delle attività ai fini dell'ottenimento delle autorizzazioni, in quanto il reclamante ha trasmesso al gestore il progetto relativo all'impianto di rete in una data successiva a quella in cui avrebbe dovuto avviare il relativo iter autorizzativo (al netto della citata eventuale "sospensiva" prevista dal comma 9 dell'art. 9 del TICA).

Con delibera 12 settembre 2023, 396/2023/e/eel, "Decisione del reclamo presentato da ND-TWO S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con codice di rintracciabilità 288620421", l'Autorità ha chiarito che, a prescindere dal tipo di procedimento autorizzativo unico richiesto, è legittimo l'operato del gestore che annulla una pratica di connessione, a seguito di decadenza della stessa, in assenza della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante la richiesta di avvio dell'iter autorizzativo unico completa del progetto definitivo validato, qualora il richiedente – in fase di accettazione del preventivo di connessione – abbia fatto istanza di curare tutti gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per l'impianto di rete per la connessione, nonché gli adempimenti connessi alle procedure autorizzative per gli eventuali interventi sulla rete esistente.

Trova, infatti, applicazione quanto previsto nella seconda parte del comma 8 dell'art. 9 del TICA secondo cui, tra l'altro, il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio dell'iter autorizzativo per l'impianto di rete per la connessione, ed eventualmente per gli eventuali interventi sulla rete esistente, comprensiva di tutta la documentazione necessaria con le medesime modalità e tempistiche previste dall'art. 9, comma 5, del TICA, al netto delle tempistiche previste dall'art. 9, comma 9, del TICA.

È di letterale evidenza che – anche nella disciplina riservata dall'art. 9 del TICA ai procedimenti autorizzativi diversi dal procedimento unico di cui all'art. 12 del decreto legislativo n. 387/2003 come nella fattispecie in esame la Procedura abilitativa semplice (PAS) – è previsto il caso in cui il richiedente si avvalga della facoltà di curare l'iter autorizzativo anche dell'impianto di rete, con uguale necessità di acquisire la validazione del progetto di rete da parte del gestore prima dell'avvio dell'iter relativo all'impianto di rete (si vedano i commi 8 e 9 dell'art. 9 del TICA, richiamati dall'art. 9, comma 1, lettera b), del medesimo TICA).

Come avvenuto nelle precedenti deliberazioni 298/2015/E/eel, 42/2019/E/eel, 403/2020/E/eel, 378/2022/E/eel e 40/2023/E/eel, giova ribadire che – in tutti i casi in cui il richiedente si sia impegnato a curare gli adempimenti dell'iter autorizzativo dell'impianto di rete e, quindi, anche la redazione del progetto di rete – l'istanza di avvio dell'iter autorizzativo deve essere presentata entro il termine previsto e necessariamente corredata anche del progetto di rete validato dal gestore, in quanto detta validazione rappresenta un requisito fondamentale, riguardando la realizzazione non dell'impianto di produzione, destinato a rimanere nella titolarità e nella piena disponibilità del produttore da fonte rinnovabile, bensì di opere di rete, come tali destinate invece ad essere acquisite dal gestore e ad entrare a far parte del suo asset.

Con la delibera 26 settembre 2023, 416/2023/E/eel, "Decisione del reclamo presentato da Pagina Solare S.r.l. nei confronti di e-distribuzione S.p.a., relativo alla pratica di connessione identificata con il codice di rintracciabilità 302105893", l'Autorità ha preliminarmente evidenziato – analogamente a quanto avvenuto nella delibera 27 giugno 2023, 280/2023/E/eel – che l'art. 9 del TICA definisce le diverse fasi e le relative tempistiche che il richiedente la connessione deve rispettare, pena la decadenza del preventivo, ai fini del coordinamento delle diverse attività previste dall'iter di connessione ai sensi del TICA e dalla normativa autorizzativa vigente per l'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione dell'impianto di produzione e dell'impianto di utenza per la connessione – entrambi di competenza del richiedente la connessione – ed eventualmente anche per la realizzazione dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti).

Ciò precisato, l'Autorità ha chiarito che la tesi sostenuta dal reclamante, secondo cui la validazione del progetto di rete da parte del gestore, prima dell'avvio dell'iter autorizzativo, non sarebbe stata necessaria in quanto non prescritta espressamente (a differenza del comma 3) dal comma 5 dell'art. 9 del TICA per i procedimenti autorizzativi di cui all'art. 9, comma 1, lettera b), del TICA (come la PAS in questione), non è condivisibile.

Infatti, con riferimento all'iter di connessione, all'atto di accettazione del preventivo il richiedente ha dichiarato di curare *"... tutti gli adempimenti per l'acquisizione delle autorizzazioni richieste dalla legge per la costruzione ed esercizio delle opere di rete (impianto di rete e interventi su rete esistente e/o sviluppo) per la connessione ..."* e di *"... avvalersi della facoltà di realizzazione in proprio dell'impianto di rete per la connessione ai sensi dell'articolo 16 del TICA ..."*,

Conseguentemente, ai sensi dell'art. 9, comma 1, lettera b), del TICA, trova applicazione alla fattispecie in esame anche quanto previsto dai commi 8 e 9 dell'art. 9 del TICA che dispongono, rispettivamente, quanto segue:

- "... il richiedente è tenuto a presentare la richiesta di avvio delle procedure autorizzative dell'impianto di rete per la connessione, ed eventualmente per gli eventuali interventi sulla rete esistente, comprensiva di tutta la documentazione necessaria con le stesse modalità e tempistiche di cui al comma 9.5, al netto delle tempistiche di cui al comma 9.9 ...";
- "... nel caso in cui il richiedente decida di redigere il progetto dell'impianto di rete e degli eventuali interventi sulla rete esistente da presentare per l'iter autorizzativo, tale progetto deve essere validato dal gestore di rete ...".

In virtù del descritto quadro regolatorio, l'Autorità ha accertato che il gestore ha legittimamente disposto la decadenza della pratica di connessione *de qua* applicando quanto previsto dai commi 5, 8 e 9 dell'art. 9 del TICA, non essendo stata inviata la dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà attestante l'avvenuta presentazione della richiesta di avvio del procedimento autorizzativo corredata del progetto di rete preventivamente validato entro 90 giorni lavorativi dall'accettazione del preventivo.

A tal proposito, l'Autorità ha richiamato il consolidato orientamento interpretativo espresso in precedenti decisioni giustiziali (si vedano le deliberazioni 298/2015/E/eel, 42/2019/E/eel, 403/2020/E/eel, 378/2022/E/eel, 40/2023/E/eel e 396/2023/E/eel) ribadendo che – in tutti i casi in cui il richiedente si sia impegnato a curare gli adempimenti dell'iter autorizzativo dell'impianto di rete e, quindi, anche la redazione del progetto di rete – l'istanza di avvio dell'iter autorizzativo deve essere presentata entro il termine previsto e necessariamente corredata anche dal progetto di rete validato dal gestore, in quanto detta validazione rappresenta un requisito fondamentale, perché riguarda, la realizzazione non dell'impianto di produzione, destinato a rimanere nella titolarità e nella piena disponibilità del produttore da fonte rinnovabile, bensì di opere di rete, come tali destinate invece ad essere acquisite dal gestore e ad entrare a far parte del suo asset.

Nondimeno, l'Autorità ha rilevato che il gestore, per un elementare dovere di *clare loqui* e nel rispetto dei principi di buona fede e correttezza, avrebbe dovuto dar conto, nella motivazione delle comunicazioni di decadenza, che la dichiarazione attestante l'avvio dell'iter autorizzativo doveva essere corredata anche del progetto dell'impianto di rete per la connessione e degli eventuali interventi sulla rete esistente (ove previsti) validato dal medesimo gestore. D'altra parte, il descritto quadro regolatorio doveva comunque essere conosciuto dal reclamante, quale "professionista del settore", in ragione della diligenza "specifica" richiesta dalla natura professionale dell'attività esercitata ex art. 1176, comma 2 del c.c. e per il noto principio per cui *ignorantia legis non excusat*.

Settore gas

Con riferimento al settore del gas, la decisione adottata dall'Autorità nel 2023 ha riguardato la tematica che segue.

Codice di rete

Con delibera 3 agosto 2023, 360/2023/E/gas, "Decisione del reclamo presentato da Miwa Energia S.p.a. nei confronti di S.I.DI.GAS Società Irpina Distribuzione Gas S.p.a.", l'Autorità ha precisato che la regolazione di settore che disciplina l'erogazione del bonus gas dispone, tra l'altro, che:

- ai sensi dell'art. 9 dell'allegato B alla deliberazione 63/2021/R/com, una volta individuate le forniture aventi diritto al *bonus* sociale gas, entro il decimo giorno lavorativo di ciascun mese il Sistema informativo integrato aggiorna il Registro centrale ufficiale con le informazioni riguardanti l'attivazione del *bonus* sociale gas sul punto di riconsegna, dandone notifica all'impresa distributrice, all'utente della distribuzione e alla controparte commerciale, abbinati al punto di riconsegna stesso;
- l'impresa di distribuzione, l'utente della distribuzione e la controparte commerciale applicano il *bonus* ai sensi dell'art. 10 dell'allegato A alla deliberazione 63/2021/R/com (si veda art. 9, comma 7, dell'allegato B alla deliberazione 63/2021/R/com);
- l'art. 10, comma 2, dell'allegato A alla deliberazione 63/2021/R/com prevede che il *bonus* sociale gas venga riconosciuto ai clienti domestici diretti tempestivamente ai sensi del CRDG, mediante l'applicazione, pro-quota giorno, di una componente tariffaria di valore negativo, espressa in euro per punto di riconsegna per anno, arrotondata con criterio commerciale alla seconda cifra decimale;
- il paragrafo 12.4.2 del capitolo 12 del CRDG – nel disciplinare le tempistiche di emissione delle fatture – prevede che queste siano emesse dall'impresa di distribuzione su base mensile e con cadenza di norma mensile, mentre il successivo paragrafo 12.4.5 dispone che il termine di pagamento delle fatture da parte degli utenti è stabilito a 30 giorni dalla fine del mese di emissione della fattura.

L'Autorità ha chiarito che, dal tenore letterale delle suesposte norme, risulta evidente che l'inciso "con cadenza di norma mensile" contenuto nel paragrafo 12.4.2 del CRDG non può in nessun modo essere inteso – come erroneamente fatto dal gestore – al pari di una espressa deroga alla fatturazione mensile, in quanto ciò sarebbe contrario alla *ratio* della deliberazione 63/2021/R/com volta ad assicurare l'erogazione del *bonus* ai clienti finali in tempi certi e rapidi, nonché ai generali canoni di buona fede e correttezza. Da ciò consegue la censurabilità del comportamento del gestore che non adotta una fatturazione mensile del *bonus* gas a favore della società di vendita.

Inoltre, se già può definirsi – pur in mancanza (al tempo del reclamo) di una previsione espressa relativa alla tempistica di pagamento delle fatture "negative" – contrario alla citata *ratio* ed ai generali canoni della buona fede e della correttezza che il gestore non abbia pagato le fatture negative relative al *bonus* gas entro un termine analogo a quello previsto per il pagamento delle fatture da parte degli utenti della distribuzione, risulta ancor più censurabile e contraria alla regolazione di settore la prosecuzione di tale condotta anche dopo l'intervento integrativo, operato dall'Autorità, con la deliberazione 737/2022/R/gas del 29 dicembre 2022, sul citato paragrafo 12.4.4 del CRDG.

Con il suddetto intervento è stato, infatti, esplicitato – proprio per garantire agli utenti della distribuzione certezza circa la tempistica di riconoscimento del credito vantato verso l'impresa di distribuzione e scongiurare eventuali condotte opportunistiche di quest'ultima – che anche per le fatture "negative" (ovverosia in tutti quei casi in cui dalla fattura di distribuzione emerge un debito dell'impresa di distribuzione nei confronti dell'utente) l'Impresa di distribuzione è tenuta alla liquidazione di tali importi entro la tipica scadenza di pagamento delle fatture di distribuzione disposta dal CRDG.

Inoltre, il gestore non può invocare il “... *pesante indebitamento maturato dalla gestione passata* ...” quale causa di forza maggiore che lo esimerebbe dal pagamento delle fatture nei confronti della società di vendita in relazione al *bonus gas*, in quanto le vicende relative alla precedente gestione e le difficoltà economico-finanziarie rientrano nell'ordinario rischio d'impresa correlato alla gestione dell'attività di distribuzione del gas per cui non possono integrare gli estremi della forza maggiore, trattandosi di circostanze riconducibili alla sfera giuridica del gestore, pena la violazione del principio della *par condicio* tra le stesse (in tal senso, Consiglio di Stato, sez. VI, 9 novembre 2020, n. 6887).

Nello stesso senso anche la più recente sentenza del Consiglio di Stato, sez. IV, n. 1933/2023, nella quale si legge che “... *Per costante insegnamento giurisprudenziale, infatti, la condizione di difficoltà economica in cui versa il soggetto obbligato non integra una impossibilità sopravvenuta della prestazione e non giustifica l'inadempimento, dovendo la impossibilità avere carattere oggettivo e non soggettivo* ...”.

Non può essere considerata legittima neppure la condotta del gestore che omette il pagamento delle fatture negative all'utente della distribuzione a titolo di *bonus gas*, subordinandolo alla “*esecuzione della procedura concordataria*”, in quanto le partite economiche relative al *bonus sociale* sono sottoposte a un vincolo di destinazione legale che ne identifica quali beneficiari non gli utenti della distribuzione, bensì i consumatori finali (si veda per esempio, art. 3 decreto legge 1° marzo 2022, n. 17), per cui non possono essere impiegate per altre finalità, né dal distributore, né dai suoi utenti.

I clienti finali ricevono la suddetta agevolazione economica sotto forma di sconto in bolletta, che è applicato dai relativi venditori/utenti della distribuzione, ai quali, a loro volta, è riconosciuto analogo sconto dal relativo distributore che viene compensato dal sistema. Trattandosi, quindi, di erogazioni che non sono destinate al distributore, in ragione della sua attività tipica di impresa, ma sono funzionali alla traslazione d'un beneficio alla clientela finale – per cui il distributore diviene mero tramite di tale traslazione – detti importi non possono che ritenersi sottratti *ex lege* ad eventuali procedure concorsuali.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2023 (gennaio- dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo a profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali incardinati presso il TAR Lombardia, sede Milano, e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2023, si rinvia alle tavole 11.10 e 11.11, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla tavola 11.12, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 11.10 *Esiti del contenzioso dal 1997 al 2023*

CONTENZIOSO	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
- su istanza di sospensiva	519	334	57
- di merito	1.561	408	346
Decisioni del Consiglio di Stato			
- su appelli dell'Autorità	270	206	60
- su appelli della controparte	346	62	107

Fonte: ARERA.

TAV. 11.11 *Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2023*

ANNO	N. RICORSI ^(A)	SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
		ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI	ACCOLTI	ACCOLTI IN PARTE	RESPINTI
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0		1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	0	19	3	0	9
2017	180	36	0	15	9	6	91	16	0	4	1	0	9
2018	83	42	0	23	19	1	89	11	1	8	5	2	23
2019	62	2	0	5	13	8	141	6	0	7	5	1	28
2020	144	4	0	14	3	9	68	8	3	5	0	38	24
2021	74	13	0	9	20	23	36	2	6	10	3	20	17
2022	1.081	13	1	13	32	13	50	3	7	21	9	1	23
2023	322	9	0	14	20	9	64	3	6	15	5	4	42
TOTALE	4.482	334	57	519	408	346	1.561	206	60	270	62	107	346

(A) Il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

Fonte: ARERA.

TAV. 11.12 *Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2023*

ANNO	N. ATTI EMESSI	N. DELIBERE IMPUGNATE ^(***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE ^(**)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE ATTI EMESSI	N. RICORSI ^(*)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66

(segue)

ANNO	N. ATTI EMESSI	N. DELIBERE IMPUGNATE (***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE ATTI EMESSI	N. RICORSI (*)
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	14	35,0	4,2	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	12	21,4	2,5	131
2009	587	44	7,5	9	20,5	1,5	116
2010	656	53	8,1	14	26,4	2,1	204
2011	505	28	5,5	9	32,1	1,8	127
2012	589	64	10,9	10	15,6	1,7	176
2013	646	82	12,7	17	20,7	2,6	206
2014	677	82	12,1	5	6,1	0,7	169
2015	668	88	13,2	18	20,5	2,7	125
2016	823	92	11,2	13	14,1	1,6	199
2017	928	189	20,4	79	41,8	8,5	180
2018	715	110	15,4	41	37,3	5,7	83
2019	580	42	7,2	9	21,4	1,6	62
2020	609	49	8,0	10	20,4	1,6	144
2021	639	66	10,3	22	33,3	3,4	74
2022	745	101	13,6	4	4,0	0,5	1081
2023	640	41	6,4	1	2,4	0,2	322
Totale	13.245	1.442	10,9	342	23,7	2,6	4.482

(*) Si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.

(**) Si intendono le delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.

(***) Si intende il numero di atti complessivamente emessi in quell'anno.

Fonte: ARERA (dati disponibili al 31 dicembre 2023).

Su un totale di 13.245 atti complessivamente approvati (delibere, segnalazioni, memorie, ecc.) dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997-31 dicembre 2023), sono state impugnate 1.442 delibere, pari al 10,9%, e ne sono state annullate in via definitiva (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 342, pari al 23,7% del totale delle delibere impuginate e al 2,6% di tutti gli atti complessivamente adottati. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta attorno al 97,4%.

Nell'anno 2023, si è registrato un decremento del contenzioso in termini di numero di ricorsi rispetto all'anno precedente, ma sempre superiore alla media storica: 322 nel 2023, rispetto ai 1.081 ricorsi nel 2022 (74 ricorsi nel 2021, 144 nel 2020). Il numero di ricorsi è dovuto, in larga parte, come per l'anno 2022, all'impugnazione, da parte dei produttori titolari di fonti rinnovabili – della deliberazione 143/2023/R/eel, di attuazione dell'art. 15-bis del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4 – per un numero di circa 165 ricorsi.

Nel corso dell'anno 2023, il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati. Nei prossimi paragrafi si procederà ad una sintesi, per settori di materia, delle decisioni di maggiore interesse del TAR Lombardia, sede di Milano, e del Consiglio di Stato.

Mercati all'ingrosso

In materia di provvedimenti prescrittivi adottati ex delibera 342/2016/E/eel in materia di strategie di programmazione non diligenti di immissioni e prelievi e del riesercizio del potere che è seguito all'annullamento parziale di essi (negli anni 2020-2021) per difetto di istruttoria in merito al presunto risparmio di spesa derivante dagli sbilanciamenti in controfase rispetto allo stato effettivo del sistema, con le sentenze del Consiglio di Stato nn. 6541, 6810, 6874, 6882, 6883, 6897, 6898, 6911, 6912, 6939, 7207, 7314, 7315, 7369, 7442, 7547, 7551, 7964, 8272, 9292 del 2023 e del TAR Lombardia, nn. 2556/2023 e 3107/2023, sono stati affermati alcuni importanti principi. Sulla presunta violazione/elusione del giudicato: *"Come si è anticipato – al di là della legittimità o meno dell'adozione dei nuovi criteri contestati dalla parte ricorrente, ciò che può soltanto costituire oggetto della fase cognitoria poiché espressione del (ri)esercizio della discrezionalità regolatoria di ARERA non coperta dal giudicato – all'esito del giudizio d'appello che ha annullato, in parte qua, gli atti impugnati in prime cure per difetto di istruttoria e di motivazione, ARERA ha dato seguito alla rivisitazione, a partire dai criteri di base, della pregressa decisione prescrittiva, confermandola con diversa motivazione (e per una cifra inferiore), e ciò sulla base di una metodologia (fin qui, quantomeno agli atti del procedimento) inedita, volta a contemperare le esigenze di esecuzione del decisum giurisdizionale e di sussumere la fattispecie sotto le diverse previsioni nel tempo vigenti, comprese quelle sulla base delle quali la ricorrente ha dato luogo agli sbilanciamenti contestati (il periodo di riferimento è il primo semestre 2016). Tale scelta – al di là della sua conformità o meno all'ordinamento – si pone in linea con quell'esigenza della rinnovazione dell'istruttoria voluta dalla sentenza oggetto di ottemperanza. Ora, è vero che la sentenza aveva fatto riferimento alla necessità di verificare gli effetti degli sbilanciamenti sulla determinazione dell'uplift secondo la regola condizionalistica, ma è altrettanto vero che l'aver agito, l'Autorità, con una modalità volta a garantire il massimo beneficio teoricamente ottenibile dal sistema per effetto degli sbilanciamenti, non solo si pone in modo coerente con la stessa logica condizionalistica (escludendo la rilevanza di alcune variabili) ed è idonea a soddisfare i criteri direttivi di rinnovazione dell'istruttoria fissati dal giudicato. D'altronde, l'affermazione di ARERA secondo cui il nuovo provvedimento abbia riconosciuto il massimo beneficio ottenibile è del tutto in linea con le risultanze fattuali emerse all'esito della misura istruttoria disposta da questo Consiglio di Stato allorché la predetta ARERA, con la relazione versata in atti, ha ampiamente giustificato la valutazione zonale degli sbilanciamenti controfase, la valorizzazione degli sbilanciamenti in fase al prezzo zonale (del mercato del giorno prima), applicando quindi un prezzo meno rappresentativo del valore dell'energia (di bilanciamento) in tempo reale e sistematicamente più vantaggioso per l'utente del dispacciamento."* Sulla presunta rilevanza degli sbilanciamenti nella risoluzione di altri problemi estranei agli sbilanciamenti: *"Tale apporto incidentale – che parte ricorrente con l'integrazione della perizia di parte valorizza al fine di sostenere la necessità di una verifica puntuale – è da ritenersi del tutto irrilevante in considerazione della necessità (imposta dalla disciplina di riferimento) di Terna di prendere in considerazione, per la risoluzione di vincoli di sistema, le sole unità abilitate. La metodologia seguita è, dunque, da ritenersi idonea a soddisfare la verifica in concreto disposta dalla sentenza sia in punto di effetti degli sbilanciamenti controfase, sia in punto di relazione con lo stato effettivo del sistema. Il segno reale – correttamente considerato, sempre ai fini dell'esecuzione del giudicato – è stato qui ritenuto in modo non irragionevole modalità di determinazione del segno coerente con l'effettivo reale stato del sistema, e ciò al fine di tener conto del reale contributo degli sbilanciamenti in controfase alla riduzione dell'onere sostenuto da Terna"; "Quanto al secondo profilo di doglianza, occorre, invece, evidenziare che la sentenza ottemperanda si riferisce – puntualmente ed espressamente – ai soli sbilanciamenti in controfase. Ciò pare coerente con la considerazione per la quale vi è un'impossibilità materiale, ancora prima che logica e regolatoria, per cui gli sbilanciamenti in fase possano recare un beneficio al sistema in quanto lo stato eccedentario o deficitario del sistema elettrico è acuito dalle condotte dell'operatore, con la conseguenza che lo sbilanciamento in fase non*

può che imporre a Terna di reperire maggiori risorse per ripristinare l'equilibrio. Viceversa, gli sbilanciamenti in controfase possono contribuire ad una riduzione delle risorse movimentate da Terna per ripristinare l'equilibrio della rete, poiché sono sbilanciamenti di segno contrario a quello aggregato zonale e possono, a determinate condizioni, concorrere a un risparmio della spesa necessaria al mantenimento della rete in sicurezza. Inoltre, più in generale, non è possibile predicare la fungibilità degli sbilanciamenti in fase con le altre risorse del MSD, diverse dal bilanciamento atteso che le risorse su MSD sono offerte a Terna esclusivamente da unità abilitate, sottoposte a stringenti e precisi vincoli tecnici, per potere essere movimentate secondo gli ordini di dispacciamento del gestore della rete (c.d. chiamate)". Sul segno reale: "Quanto al terzo profilo di doglianza la metodologia seguita da ARERA è da ritenersi idonea a soddisfare la verifica in concreto disposta dalla sentenza sia in punto di effetti degli sbilanciamenti controfase, sia in punto di relazione con lo stato effettivo del sistema. Il segno reale (e non convenzionale) – correttamente considerato, sempre ai fini dell'esecuzione del giudicato – è l'unica modalità di determinazione del segno coerente con l'obiettivo di determinare ex post l'effettivo (appunto reale) stato del sistema, al fine di tener conto del contributo degli sbilanciamenti in controfase alla riduzione dell'onere sostenuto da Terna. Ciò pare in linea con la sentenza ottemperanda che ha prescritto che la verifica degli effetti degli sbilanciamenti in fase sia "diretti" [art. 44, comma 1, lettera a), delibera n. 111/2006] che "indiretti" [art. 44, comma 1, lettera b), delibera cit.] sullo 'stato effettivo del sistema', vale a dire 'lo stato in cui il sistema si trovava al momento dello sbilanciamento'".

Con riguardo allo specifico tema dell'aggiornamento del Registro delle Cooperative storiche dotate di rete propria, la sentenza del Consiglio di Stato n. 11357/2023 ha precisato che l'espressione "società cooperative di produzione e distribuzione", di cui all'art. 9, comma 1, secondo periodo, decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, deve interpretarsi in senso letterale e tassativo; per cui, "... parlando di 'società cooperative di produzione e distribuzione', il legislatore delegato del 1999 non ha inteso riferirsi a tutte quelle imprese che in qualsiasi forma giuridica avessero continuato a svolgere la propria attività nonostante l'intervenuta nazionalizzazione, bensì unicamente a quelle che avessero provveduto a ciò nella forma delle società cooperative e evidentemente con scopo mutualistico, atteso che solo una porzione della complessiva attività d'impresa si rivolgeva ai non soci. D'altronde ad ulteriore conforto della proposta ricostruzione deve rilevarsi che l'art. 2, comma 2, decreto legislativo n. 79/1999 fa rientrare le 'cooperative di produzione e di distribuzione' nella nozione di 'autoproduttore' di energia elettrica. Ciò lascia intendere perlomeno la presunzione di una 'finalità mutualistica prevalente', la quale, specialmente nel regime giuridico delle società cooperative vigente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/1999, mal si sarebbe potuta conciliare con una forma giuridica diretta al perseguimento di uno scopo eminentemente di lucro, quale quello proprio della società per azioni."

Mercati retail

In materia di aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di tutela, in merito al dovere dell'Autorità di accertare il reale costo di approvvigionamento del gas naturale, come previsto dall'art. 2, comma 12, lettera e), legge 14 novembre 1995, n. 481 come modificato dal DL 2 febbraio 2021, n. 17, acquisendo i contratti di copertura finanziaria stipulati dai titolari dei contratti pluriennali di approvvigionamento e verificando, sulla base di essi, l'effettivo allineamento ai prezzi di mercato all'ingrosso dichiarato dagli operatori, le sentenze del Consiglio di Stato n. 10186 e 10188 del 2023 così hanno motivato: "Nessuna delle disposizioni invocate da parte appellante assegna all'Autorità poteri di ispezione e di indagine sui contratti di approvvigionamento e sui contratti di copertura finanziaria conclusi dagli importatori di gas naturale al fine di accertare eventuali extraprofiti dagli stessi

conseguiti. 8.2 L'art. 7, comma 5, del DL 21 marzo 2022, n. 21, convertito dalla legge 20 maggio 2022, n. 51, ha previsto a carico dei titolari l'obbligo di trasmissione ad ARERA, oltre che al Ministero della transizione ecologica, dei contratti di approvvigionamento di volumi di gas per il mercato italiano per finalità di monitoraggio. 8.3 L'articolo citato, pertanto, non fonda alcun potere di verifica di eventuali margini di extraprofitto, come sostenuto da Codacons, poiché la comunicazione dei contratti all'Autorità assolve ad una finalità di monitoraggio strumentale ad una migliore conoscenza delle dinamiche di formazione dei prezzi sul mercato all'ingrosso, finalità che non può sconfinare oltre il perimetro legale e trasformarsi in un penetrante controllo di natura ispettiva sugli operatori di mercato, volto ad accertare le speculazioni da questi poste in essere e che sarebbero la causa della 'fiammata' in rialzo dei prezzi della materia prima. 8.4 Nè vale il richiamo alla teoria dei poteri impliciti che afferisce all'ambito tecnico della regolazione in ragione dell'esigenza di assicurare, in contesti caratterizzati da un elevato tecnicismo, un intervento regolatorio celere ed efficace (si veda Consiglio di Stato, Sez. VI, n. 2182 del 24 maggio 2016). Poiché la verifica degli extraprofiti nell'approvvigionamento del gas non è strumentale all'obiettivo di aggiornamento tariffario previsto dall'art. 2, comma 12, lettera e), legge n. 481/1995, nemmeno è predicabile in relazione ad essa un potere implicito in capo all'Autorità. 8.5 La disposizione sopra citata si limita a sancire che l'Autorità stabilisca e aggiorni le tariffe in relazione, oltre che all'andamento del mercato, anche al reale costo di approvvigionamento della materia prima. Per effetto della novella, il reale costo di approvvigionamento assurge, unitamente all'andamento del mercato, a parametro di valutazione dell'aggiornamento tariffario ma non identifica una nuova componente tariffaria corrispondente al costo netto dell'approvvigionamento dall'estero."; "L'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, infatti, prescinde dall'analisi dei contratti di importazione ed è ancorato ai prezzi dei mercati all'ingrosso ai sensi dell'art. 13 DL 24 gennaio 2012, n. 1, convertito nella legge n. 27/2012 (rubricato 'Misure per la riduzione del prezzo del gas per i clienti vulnerabili'). Quest'ultima disposizione prevede che l'Autorità, nella determinazione dei corrispettivi variabili dei costi di approvvigionamento, faccia gradualmente riferimento ai prezzi di mercato e che, nelle more dell'avvio del mercato italiano all'ingrosso del gas naturale organizzato dal Gestore dei mercati energetici (GME), i mercati da considerare sono quelli europei".

In materia di obblighi del distributore per il caso di importi riferiti a consumi risalenti a più di due anni (c.d. prescrizione biennale del diritto al corrispettivo), le sentenze del Consiglio di Stato n. 11358 e n. 11360 del 2023 hanno affermato che le disposizioni della legge n. 205/2017 – o le previsioni della legge n. 481/1995 o del decreto legislativo n. 93/2011 "non assegnano all'Autorità amministrativa il compito di garantire la circolazione, tra le imprese della filiera, delle informazioni essenziali per far valere le loro reciproche pretese, né di prevenire l'insorgere di contenziosi tra quelle imprese, né di presidiare il rispetto nelle loro reciproche relazioni commerciali dei principi di correttezza e buona fede, e per quanto importanti fossero questi obiettivi e conseguentemente apprezzabile l'intenzione alla base delle delibere impugnate, l'intervento legislativo in parola non poteva costituire occasione per adottare misure – vincolanti per i destinatari – non previste e non strettamente funzionali alla cura degli specifici interessi pubblici da quella stessa legge affidati all'Autorità".

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In materia di regolazione tariffaria del servizio di distribuzione del gas, le sentenze del Consiglio di Stato nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023, in riforma delle sentenze di primo grado, in relazione al parametro β (che misura il rischio sistemico del settore), hanno così deciso: "Poiché la scelta del modello volto a determinare il tasso di remunerazione del capitale, unitamente al criterio di determinazione del rischio sistematico, afferiscono al merito delle scelte regolatorie dell'Autorità, il sindacato del giudice amministrativo

è limitato alla verifica della mera attendibilità della decisione regolatoria assunta all'esito dell'applicazione del modello prescelto. In altri termini, il giudice è chiamato unicamente a verificare se la decisione di allineamento del parametro β del servizio di misura con quello di distribuzione rappresenti una soluzione attendibile, e dunque ragionevole, sul piano tecnico discrezionale, in quanto sorretta da un'istruttoria completa e da una motivazione adeguata.(...) 12.6 I documenti sopra richiamati confermano che l'Autorità ha puntualmente esaminato le criticità rappresentate dagli operatori in sede di consultazione – per lo più inerenti allo sviluppo della nuova tecnologia di smart meter – e ne ha motivato il superamento, evidenziando che l'impatto della fase di avvio della sostituzione massiva dei misuratori che aveva giustificato il mantenimento della diversificazione del parametro nel periodo precedente di regolazione tariffaria risaliva ai cinque anni antecedenti e le problematiche riscontrate nella prima fase dovevano ritenersi ormai superate. Si tratta di una motivazione che, in considerazione dei limiti del sindacato di questo giudice, non appare né illogica né irragionevole proprio in ragione del fatto che il mantenimento dell'allineamento era connesso a problematiche transitorie afferenti alla prima fase di installazione dei misuratori elettronici, da ritenersi superate in ragione del tempo trascorso e del consolidamento della nuova tecnologia. 12.7 Parimenti non condivisibile è quanto osservato dal giudice di primo grado sotto il profilo del difetto di istruttoria per mancata considerazione, nella modalità di calcolo del coefficiente, dei valori di imprese che svolgono in via esclusiva l'attività di misura. 12.8 L'art. 7 TIWACC (allegato A alla delibera 583/2015) sancisce che la stima del coefficiente β in occasione della revisione della regolazione tariffaria relativa ai singoli servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas viene effettuata sulla base di analisi dei dati relativi a imprese dell'area euro operanti in Paesi con rating elevato, eventualmente considerando, al fine di disporre di un numero di osservazioni statisticamente significativo, anche imprese che non svolgano in modo esclusivo le attività regolate oggetto di analisi, su un periodo di riferimento almeno biennale. 12.9 Ne discende che, come chiarito anche dai verificatori, la quantificazione del coefficiente di un'attività non può che passare attraverso la raccolta dei valori del coefficiente stesso riscontrabili per le società quotate che svolgono tale attività. La necessità di calcolare il parametro in questione con riferimento al singolo servizio – e quindi distintamente per il servizio di misura e quello di distribuzione – non impone, contrariamente a quanto sostenuto dal TAR, che la base di analisi sia costituita da società che svolgano in via esclusiva quell'attività, poiché nel caso servizi integrati – come i servizi regolati di misura e di distribuzione – la stretta permeabilità tra di essi giustifica una valutazione del rischio sistematico del primo servizio non disgiunta dalla valutazione dell'altro. Per tale ragione, la scelta di calcolare il parametro β per il servizio di misura delle società regolate che svolgono in via integrata i servizi di misura e di distribuzione sulla base del confronto internazionale con i dati delle imprese regolate che svolgono anche il servizio di distribuzione non appare affetta da palese illogicità o irragionevolezza.”

Servizio idrico integrato

In materia di rettifiche alle determinazioni tariffarie, in seguito ad errori del gestore nella comunicazione dei dati, il Consiglio di Stato, con la sentenza n. 9602/2023, ha precisato che l'ipotesi di correzione relativa alla componente dei volumi di fatturato, venuta in rilievo nel caso di specie, “non è prevista dalle disposizioni che regolano l'adeguamento tariffario e, in base ai principi generali della regolazione tariffaria, come esplicitati dalla giurisprudenza, nonché ai principi generali dell'affidamento e della buona fede – che ha come corollario il principio di autoresponsabilità, correttamente richiamato dal giudice di primo grado – tali errori non possono che restare a carico del gestore, come ogni altro errore, che attenga all'organizzazione imprenditoriale del gestore stesso, trattandosi, inoltre, di un soggetto che opera professionalmente in uno specifico settore di attività, nel caso di specie, il servizio idrico integrato”. Il Consiglio di Stato ha, quindi, ribadito che l'errore in cui sono incorsi gli ope-

ratori in sede di predisposizione tariffaria *“non può di certo configurarsi come evento eccezionale che consenta una correlativa rettifica ex post, configurabile solo in caso di evento imprevedibile e inevitabile, non imputabile a condotta negligente degli operatori, pena la violazione dei principi di affidamento e di buona fede, nei rapporti intercorrenti tra tutti i soggetti della filiera idrica, ivi compresi gli utenti, oltre che nei rapporti con l’Autorità di regolazione... in linea con il punto di equilibrio individuato dalla regolazione, posto che la commissione di un errore materiale in sede di predisposizione tariffaria non costituisce di certo evento eccezionale, ma evento ordinario imputabile all’operatore del settore il quale non può quindi utilmente invocarlo per far prevalere il proprio interesse alla copertura totale dei costi sull’interesse dell’utente finale a non subire aumenti tariffari eccessivi”* (Consiglio di Stato, Sez. VI, 25 marzo 2019, n. 1958).

In materia di regolazione della morosità del servizio idrico, con le sentenze nn. 3189, 3190, 3191, 3192 e 3194 del 2023, il TAR Lombardia ha evidenziato come il DPCM 29 agosto 2016 abbia imposto all’Autorità di introdurre una disciplina volta alla definizione di piani di rateizzazione, senza prevedere nulla in merito a distinzioni o suddivisioni sulla base della tipologia di utenza o dell’entità della morosità, come preteso da parte ricorrente, di talché la deduzione del gestore non ha alcun supporto normativo. Inoltre, è stato rilevato che *“la ratio della regolazione del settore idrico non è solo quella di garantire una gestione efficiente ed economica del servizio, ma anche di assicurare la tutela dell’utenza, che si pone in tali ambiti quale parte contrattuale debole: a ciò tende la disciplina della rateizzazione che mira a consentire all’utente di adempiere al debito maturato nel rispetto di una tempistica più estesa rispetto a quella ordinaria”*.

In tema di esclusione dall’aggiornamento tariffario per le gestioni temporanee, con la sentenza n. 8449/2023, il Consiglio di Stato ha ribadito che, salvo il caso delle gestioni salvaguardate, il gestore cessato dal servizio, alla scadenza del periodo di affidamento o a seguito dell’anticipata risoluzione della convenzione, ha un obbligo di restituire i beni e gli impianti relativi al servizio idrico integrato che discende direttamente dalla legge (artt. 151 e 172, comma 5, decreto legislativo n. 152/2006) e che è immediatamente esigibile senza necessità di ordine espresso e senza poter essere subordinato a ulteriori prescrizioni che non possono incidere sull’an della consegna e ha, altresì, evidenziato che *“nel caso di gestione provvisoria (...) l’invarianza della tariffa è giustificata fino alla consegna degli impianti per l’operatività del nuovo gestore, mentre l’aggiornamento della tariffa stessa discende dai costi di investimento previsti nel Piano economico finanziario e destinati alla realizzazione degli interventi individuati dal relativo programma, inserito nel Piano d’ambito. Questi investimenti sono però spettanti al gestore d’ambito e non al gestore temporaneo che, quindi, godrebbe di un aggiornamento tariffario ingiustificato”* (Consiglio di Stato, 30 giugno 2020, Sez. VI, nn. 4154 e 4155).

Servizio integrato dei rifiuti

In materia di regolazione tariffaria degli impianti di trattamento di rifiuti (impianti minimi), nel rigettare gli appelli dell’Autorità, con le sentenze nn. 10548, 10550, 10734 e 10775 del 2023, il Consiglio di Stato ha ritenuto *“di immediata evidenza come l’intero sistema, per quanto apprezzabile negli obiettivi e virtuoso nella concezione, si spinga ben oltre l’ambito tariffario, indirizzando l’operatività delle Regioni verso una programmazione razionale che valorizzi le esigenze del territorio fornendo risposte ricavate dallo stesso, ovvero attingendole all’imprenditoria privata ivi esistente, senza che sia stata effettuata a monte un effettivo piano dei fabbisogni rispetto ad un obiettivo di autosufficienza predeterminato”*. Secondo tali sentenze, *“l’Autorità, nel fornire i criteri per individuare gli ‘impianti minimi’ quale fattore essenziale per la chiusura del ciclo integrato dei rifiuti, non solo ha indirizzato*

il potere programmatico delle Regioni, avocandosi un potere di direttiva attribuito allo Stato, che il legislatore non ha inteso delegarle, neppure nelle più recenti novelle di settore (si veda la più volte ricordata legge del 2020 che ha introdotto l'art. 198-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006); ma ha di fatto arricchito di contenuti ad esso estranei il potere pianificatorio delle Regioni, individuando la soluzione 'normativa' alle criticità impiantistiche nella sostanziale acquisizione al sistema pubblicistico di impianti operanti in regime di libera concorrenza".

Contenzioso post sanzioni

In tema di potere dell'Autorità di imporre all'esercente la vendita e la restituzione ai clienti finali di un corrispettivo previsto da una clausola contrattuale illegittima, si segnala la rilevante sentenza 30 marzo 2023, adottata nella causa C-5/22, con cui la Corte di Giustizia, Quinta Sezione, ha statuito che "l'art. 37, paragrafo 1, lettere i) ed n), e paragrafo 4, lettera d), della direttiva 2009/72, nonché l'allegato I di quest'ultima, devono essere interpretati nel senso che essi non ostano a che uno Stato membro conferisca all'autorità di regolazione nazionale il potere di ordinare alle società elettriche di restituire ai loro clienti finali la somma corrispondente al corrispettivo versato da questi ultimi a titolo di 'costi di gestione amministrativa' in applicazione di una clausola contrattuale considerata illegittima da tale autorità, e ciò anche nel caso in cui l'ordine di restituzione in questione non sia fondato su ragioni attinenti alla qualità del servizio di cui trattasi fornito da dette società, bensì sulla violazione di obblighi di trasparenza tariffaria". La pronuncia della Corte di Giustizia è stata originata dall'ordinanza n. 8737/21 del Consiglio di Stato, sez. VI, con la quale il giudice di appello ha sottoposto alla Corte di Giustizia alcune questioni pregiudiziali, chiedendo in particolare se l'art. 37, paragrafo 1, lettere i) e n), e paragrafo 4, lettera d), della direttiva 2009/72, nonché l'allegato I di quest'ultima, debbano essere interpretati nel senso che essi ostano a che uno Stato membro conferisca all'autorità di regolazione nazionale il potere di ordinare alle società elettriche di restituire ai propri clienti finali il ricordato corrispettivo. Con la successiva sentenza n. 11205/2023, il Consiglio di Stato, dunque, ha ricordato, sulla scorta della sentenza della Corte di Giustizia, che la normativa eurounitaria "impone che gli Stati membri adottino misure adeguate per tutelare i clienti finali" e che gli stessi "devono garantire tra l'altro un elevato livello di protezione dei consumatori, con particolare riguardo alla trasparenza delle condizioni generali di contratto, alle informazioni generali ed ai meccanismi di risoluzione delle controversie. Per i clienti domestici, in particolare, occorre garantire che gli stessi ricevano informazioni trasparenti in merito ai prezzi e alle tariffe praticati, nonché alle condizioni generali applicabili". Il Consiglio di Stato ha anche affermato che "Se in generale il potere in esame", vale a dire quello prescrittivo, "si pone quale concreto completamento della tutela garantita avverso i comportamenti lesivi dei diritti degli utenti, nel caso di specie l'ordine di restituzione ne assicura anche una maggiore effettività, in piena coerenza con gli obiettivi predetti indicati dalla Corte di Giustizia".



CAPITOLO

12



**ATTUAZIONE DELLA
REGOLAZIONE,
COMUNICAZIONE,
ORGANIZZAZIONE
E RISORSE**

INTERSETTORIALE

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2023

Attività di consultazione

L'Autorità svolge da sempre una intensa attività di consultazione pubblica, sia su provvedimenti regolatori di carattere generale nei settori di competenza, sia su provvedimenti di natura programmatica di rilevante importanza istituzionale, al fine di arricchire e rendere sempre più trasparente il percorso decisionale.

Nel corso del 2023 sono stati pubblicati 39 documenti per la consultazione (Tav. 12.1), in leggera diminuzione rispetto al dato dell'anno precedente (nel 2022 ne sono stati pubblicati 44), ma in linea con il *trend* storico se si estende l'orizzonte temporale di riferimento. La durata media delle consultazioni nel 2023 è stata di 33 giorni.

In particolare, nel 2023 sono stati pubblicati 10 documenti per la consultazione per il settore del gas, 14 documenti per quello dell'energia elettrica e 3 documenti relativi ad aspetti trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale; lato ambiente, sono stati pubblicati 3 documenti per la consultazione per il settore idrico integrato, 4 per il settore dei rifiuti e 4 per quello del teleriscaldamento e teleraffrescamento. Con riferimento ai temi istituzionali, nel 2023 si è svolta la consultazione per l'aggiornamento del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2024-2026 in coerenza con le indicazioni dell'Autorità nazionale anticorruzione. Inoltre, con la delibera 15 novembre 2023, 525/2023/A, è stata adottata la rendicontazione intermedia 2022-2023 del Quadro strategico 2022-2025, che è stata, peraltro, al centro delle audizioni periodiche, svoltesi sulla piattaforma online nelle giornate del 21 e 23 novembre 2023. Tale processo di confronto pubblico ha contribuito alla pianificazione e al coordinamento delle strategie per il biennio 2024-2025, tenuto conto del contesto socio-economico, segnato dalle difficoltà della ripresa economica *post*-pandemia, dai conflitti bellici e in generale dai nuovi assetti dei mercati energetici.

Nel corso degli ultimi anni si è andato progressivamente ampliando il numero di procedimenti sottoposti al doppio *round* di consultazione e quindi sostanzialmente assimilabili all'AIR.

Nel 2023 ciò è avvenuto per il procedimento relativo all'introduzione di modifiche e integrazioni al Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG). Più precisamente, in considerazione delle osservazioni pervenute al primo documento per la consultazione 114/2023/R/gas, sono state introdotte, nel successivo documento per la consultazione 351/2023/R/gas, alcune modifiche e integrazioni al TISG, funzionali al passaggio dei punti di riconsegna della rete di distribuzione dal trattamento annuale a quello mensile. In materia di regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027, con il documento per la consultazione 173/2023/R/eel, l'Autorità ha posto in consultazione diversi temi complementari o, in alcuni casi, preliminari alla successiva consultazione 423/2023/R/eel.

Nei settori ambientali, le modalità di aggiornamento biennale (2024-2025) delle predisposizioni tariffarie per il servizio di gestione dei rifiuti urbani, contenute nel documento per la consultazione 275/2023/R/rif, sono state

coordinate con le misure – poste in consultazione con il documento 214/2023/R/rif – volte alla definizione dei costi efficienti della raccolta differenziata e tese al progressivo miglioramento del grado di copertura dei costi.

Gli ulteriori procedimenti con doppio *round* di consultazione pubblica sono stati, nel 2023, i seguenti:

- regolazione degli schemi tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani (documenti di consultazione 643/2022/R/rif e 262/2023/R/rif);
- definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento (documenti di consultazione 388/2023/R/tlr e 546/2023/R/tlr);
- aggiornamento della disciplina sulla regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (documenti di consultazione 442/2023/R/idr e 541/2023/R/idr);
- metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4) (documenti di consultazione 442/2023/R/idr e 543/2023/R/idr).

Infine, nel 2023 l’Autorità, in ragione della rilevanza e complessità dei temi, ha inoltre deciso di sottoporre ad AIR:

- il procedimento di revisione della regolazione della Bolletta 2.0, avviato con delibera 7 novembre 2023, 516/2023/R/com, cui ha già fatto seguito un primo documento per la consultazione (517/2023/R/com);
- il procedimento per la definizione della regolazione tariffaria del servizio di teleriscaldamento da applicare dal 1° gennaio 2025, avviato con delibera 28 dicembre 2023, 638/2023/R/tlr.

TAV. 12.1 Documenti per la consultazione adottati nel 2023 (gennaio-dicembre)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
7 febbraio 2023	41/2023/R/gas	Gas	Ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato nn. 6096 e 6098 del 18 luglio 2022 in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale. Orientamenti dell’Autorità in relazione a misure di economicità del sistema delle tariffe di trasporto per i soggetti a maggior consumo di gas naturale
14 febbraio 2023	49/2023/R/gas	Gas	Criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il sesto periodo di regolazione (6PR GNL) – Orientamenti
21 marzo 2023	114/2023/R/gas	Gas	Orientamenti in merito alla definizione del trattamento mensile degli smart meter gas di classe G4 e G6 ai fini del settlement
20 aprile 2023	173/2023/R/eel	Elettricità	Verso un modello di sviluppo selettivo degli investimenti nella rete di distribuzione dell’energia elettrica – Orientamenti per lo sviluppo delle reti e i relativi piani
4 maggio 2023	186/2023/R/eel	Elettricità	Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica ai clienti finali di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022: orientamenti in merito alle procedure delle comunicazioni funzionali alla permanenza
16 maggio 2023	212/2023/R/eel	Elettricità	Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell’energia elettrica di cui all’art. 1, comma 60, della legge n. 124/2017. Orientamenti per la definizione della regolazione del servizio e delle modalità di identificazione degli esercenti
16 maggio 2023	214/2023/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per la determinazione dei costi efficienti della raccolta differenziata del trasporto, delle operazioni di cernita e delle altre operazioni preliminari e la definizione degli standard tecnici e qualitativi del recupero e dello smaltimento
23 maggio 2023	229/2023/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti in materia di regolazione della qualità tecnica

(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
23 maggio 2023	230/2023/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti in materia di regolazione della trasparenza
13 giugno 2023	262/2023/R/rif	Rifiuti	Schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani. Orientamenti finali
20 giugno 2023	275/2023/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per l'aggiornamento biennale 2024-2025 del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2)
27 giugno 2023	293/2023/R/gas	Gas	Servizi di ultima istanza nel settore del gas naturale. Interventi propedeutici all'individuazione dei fornitori dei servizi a partire dal 1° ottobre 2023
28 giugno 2023	301/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti per l'aggiornamento del Testo integrato connessioni attive (TICA). Semplificazione iter di connessione
18 luglio 2023	327/2023/E/com	Elettricità/Gas/ Idrico/ Rifiuti	Revisione del Regolamento per la disciplina dei procedimenti sanzionatori e delle modalità procedurali per la valutazione degli impegni
25 luglio 2023	341/2023/R/gas	Gas	Aggiornamento della disciplina del Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione del gas naturale in tema di garanzie
25 luglio 2023	351/2023/R/gas	Gas	Modifiche e/o integrazioni al Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)
3 agosto 2023	377/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la riforma della disciplina della profilazione convenzionale dei prelievi ai fini del settlement e del meccanismo di approvvigionamento dell'energia "residuale"
3 agosto 2023	381/2023/R/com	Elettricità/Gas	Criteri applicativi della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio (ROSS) per i servizi di trasporto del gas naturale e trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica
3 agosto 2023	382/2023/R/eel	Elettricità	Revisione del contributo tariffario in acconto nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica
3 agosto 2023	388/2023/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti per la definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento
26 settembre 2023	423/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la regolazione infrastrutturale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027
26 settembre 2023	424/2023/R/gas	Gas	Ottemperanza alle sentenze del Consiglio di stato n. 8523 del 5 ottobre 2022 e n. 7386 del 27 luglio 2023, in materia di criteri di regolazione delle tariffe del servizio di trasporto di gas naturale per i periodi regolatori 2014-2017 e 2018-2019
3 ottobre 2023	442/2023/R/idr	Idrico	Metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4). Inquadramento generale e linee d'intervento
5 ottobre 2023	445/2023/R/eel	Elettricità	Approvvigionamento a termine delle risorse interrompibili per l'anno 2024
10 ottobre 2023	451/2023/R/gas	Gas	Criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT)
10 ottobre 2023	461/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti in merito alla verifica di allineamento dei dati funzionali alla gestione della fornitura dei clienti finali serviti in maggior tutela, in vista del passaggio al servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili
17 ottobre 2023	471/2023/R/eel	Elettricità	Modifiche e integrazioni alla metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio del mercato della capacità per il periodo di consegna 2024
19 ottobre 2023	474/2023/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la regolazione infrastrutturale del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione 2024-2027

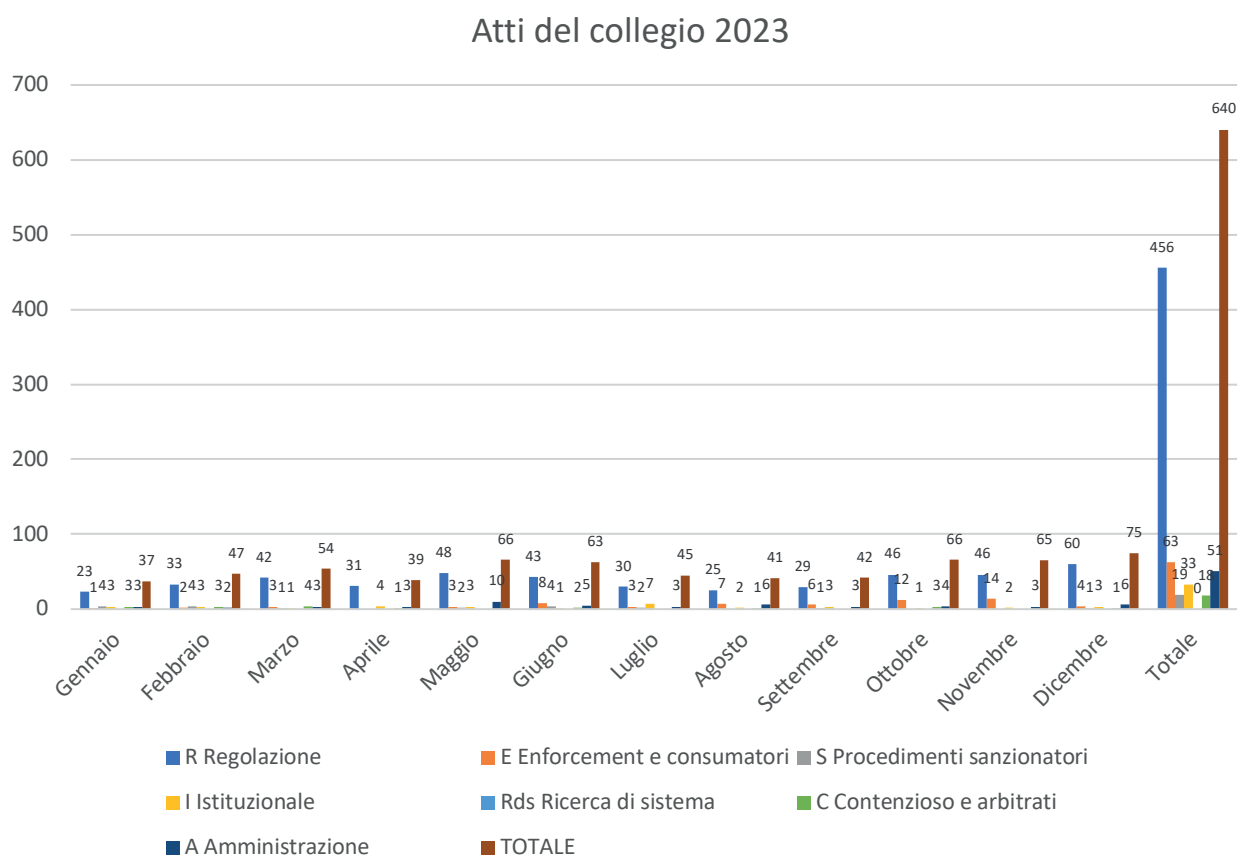
(segue)

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
7 novembre 2023	505/2023/R/eel	Elettricità	Definizione dei criteri e delle procedure per l'individuazione e la gestione dei crediti non recuperabili da Terna a causa dell'insolvenza di utenti del dispacciamento
7 novembre 2023	514/2023/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per la definizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani
7 novembre 2023	517/2023/R/com	Elettricità/Gas	Revisione della regolazione della Bolletta 2.0 per maggiore semplicità, comprensibilità e uniformità
21 novembre 2023	540/2023/R/eel	Elettricità	Iniziative regolatorie a supporto della progressiva decarbonizzazione dei consumi e per l'attuazione delle disposizioni contenute nel DLgs n. 210/2021 e nel DLgs n. 199/2021 in tema di mobilità elettrica. Proposte di revisione della regolazione
21 novembre 2023	541/2023/R/idr	Idrico	Aggiornamento della disciplina sulla regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato. Orientamenti finali
21 novembre 2023	543/2023/R/idr	Idrico	Metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4). Orientamenti finali
22 novembre 2023	545/2023/R/eel	Elettricità	Modalità operative per l'applicazione delle agevolazioni tariffarie alle imprese a forte consumo di energia elettrica (imprese "energivore") a decorrere dal 1° gennaio 2024. Attuazione delle disposizioni dell'art. 3 del DL n. 131/2023
24 novembre 2023	546/2023/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti per la definizione del metodo tariffario del servizio di teleriscaldamento nel periodo transitorio
5 dicembre 2023	573/2023/R/gas	Gas	Modifiche e integrazioni alla delibera dell'Autorità 2 agosto 2022, 386/2022/R/gas
12 dicembre 2023	588/2023/R/gas	Gas	Introduzione di una neutrality charge per la copertura dei costi del servizio di ultima istanza di cui ai decreti ministeriali n. 253 del 22 giugno 2022 e n. 287 del 20 luglio 2022
19 dicembre 2023	599/2023/A	Amministrazione	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2024-2026

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dal Collegio dell'Autorità nel corso del 2023 sono stati complessivamente 640, in diminuzione del 14% rispetto all'anno precedente (erano stati 745 nel 2022) e sostanzialmente in linea rispetto al 2021 (quando erano stati 639); fra questi è possibile annoverare delibere, documenti per la consultazione, memorie, pareri, rapporti, relazioni e segnalazioni.

La figura 12.1 mostra l'andamento della produzione provvedimentoale nel corso dell'anno in esame; si registra una media mensile pari a 53 provvedimenti, con mantenimento di livelli costanti oltre la media nei mesi di maggio, giugno, ottobre, novembre e dicembre (rispettivamente 66, 63, 66, 65 e 75 atti).

FIG. 12.1 Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2023

Di seguito una rappresentazione più analitica della produzione provvedimento mensile dell'Autorità per l'anno 2023 (Tav. 12.2).

TAV. 12.2 Andamento mensile della produzione provvedimento per l'anno 2023

MACROAREE	GEN.	FEB.	MAR.	APR.	MAG.	GIU.	LUG.	AGO.	SET.	OTT.	NOV.	DIC.	TOT.	%
R – Regolazione	23	33	42	31	48	43	30	25	29	46	46	60	456	71,25
E – <i>Enforcement</i> e consumatori	1	2	3		3	8	3	7	6	12	14	4	63	9,84
S – Procedimenti sanzionatori	4	4	1		2	4	2		1			1	19	2,97
I – Istituzionale	3	3	1	4	3	1	7	2	3	1	2	3	33	5,16
C – Contenzioso e arbitrati	3	3	4	1		2		1		3		1	18	2,81
A – Amministrazione	3	2	3	3	10	5	3	6	3	4	3	6	51	7,97
Rds – Ricerca di sistema													0	
TOTALE	37	47	54	39	66	63	45	41	42	66	65	75	640	100

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quelle relative alla "Regolazione", cui sono riconducibili 456 atti, ovvero il 71,2% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2023, e, a seguire, le macro-aree afferenti a: i) le attività di "Enforcement e consumatori" con 63 atti, pari al 9,8% della produzione provvedimento; ii) l'attività di "Amministrazione", con 51 atti, pari all'8%; iii) l'attività "Istituzionale", con 33 atti, pari a circa il 5,2% del totale.

Completano la produzione provvedimentoale i "Procedimenti sanzionatori" con 19 atti, ovvero il 3% del totale, e i provvedimenti riconducibili all'attività di "Contenzioso e arbitrati" che sono stati in numero di 18 nel 2023 (2,8%).

Di seguito una rappresentazione che mostra un confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2022 e quelli adottati nel 2023, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 12.3 *Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2022 e 2023, suddivisi per macro-aree di intervento*

TIPOLOGIA	2022		2023	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R – Regolazione	487	65,37	456	71,25
E – <i>Enforcement</i> e consumatori	64	8,59	63	9,84
S – Procedimenti sanzionatori	103	13,83	19	2,97
I – Istituzionale	39	5,23	33	5,16
C – Contenzioso e Arbitrati	13	1,74	18	2,81
A – Amministrazione	38	5,10	51	7,97
RDS – Ricerca di sistema	1	0,13	0	0
TOTALE	745	100	640	100

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione", in termini statistici si segnala una contenuta diminuzione pari al 6% del livello dell'attività provvedimentoale (456 atti rispetto ai 487 del 2022 e ai 418 del 2021), a conferma della centralità dell'attività di regolazione nell'ambito delle funzioni esercitate dall'Autorità. In particolare, quanto al settore energetico, sono stati adottati 184 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 113 provvedimenti nel settore del gas, 31 provvedimenti intersettoriali, 3 provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2023 sono stati adottati 57 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 50 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 15 provvedimenti per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento. Si registra una significativa contrazione del dato relativo ai provvedimenti adottati a conclusione dei "Procedimenti sanzionatori", dovuta essenzialmente alla straordinaria attività nel 2022 di conclusione della maggior parte degli oltre 100 procedimenti avviati negli anni precedenti per strategie di programmazione non diligenti nell'ambito del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Risultano stabili gli atti dell'area "*Enforcement* e consumatori" mentre sono in aumento i provvedimenti riconducibili alla macro-area "Contenzioso e arbitrati", come anche quelli dell'area "Amministrazione". I dati relativi al raggruppamento "Istituzionale" appaiono nel 2023 in moderata diminuzione rispetto ai valori osservati nel 2022.

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

Per quanto riguarda la comunicazione, il 2023 ha avuto due importanti *driver*: da un lato gli effetti della crisi energetica sull'informazione e sui comportamenti dei consumatori, dall'altro il graduale processo di fine tutela segmentato per le diverse categorie di clienti.

L'impennata dei prezzi – dovuta alla ripresa industriale *post-Covid* e al conflitto russo-ucraino, con i conseguenti effetti moltiplicativi sulle bollette – e le scelte dei governi di fronteggiare la crisi attraverso manovre straordinarie hanno tenuto altissima l'attenzione dei mezzi di informazione sull'andamento dei prezzi del gas e dell'elettricità. Al tempo stesso, la domanda di chiarezza da parte dei consumatori si è sommata alle riflessioni macroeconomiche, finendo per interessare le redazioni giornalistiche dei gruppi editoriali sia per gli aspetti di economia che di cronaca e attualità. Articoli di taglio consumeristico e riflessioni sull'andamento dei mercati, sul processo di liberalizzazione, sulle scelte dei diversi paesi per contrastare la crisi e sul *mix* energetico tra energie rinnovabili e tradizionali hanno caratterizzato l'intero anno, con punte significative di concentrazione nei momenti degli aggiornamenti mensili e trimestrali di gas ed elettricità da parte dell'ARERA.

Parallelamente, i consumatori hanno dimostrato di avere acquisito maggiori elementi di conoscenza del mondo energetico rispetto al passato, forzati dal bisogno di valutare possibili alternative alle proprie bollette e ai propri contratti.

La comunicazione dell'Autorità verso i consumatori e verso i giornalisti è stata pertanto caratterizzata dal fornire – in modo trasparente e continuo – dati, statistiche, informazioni e strumenti per interpretare gli avvenimenti, trasferire competenze tecniche di base e fornire strumenti (prevalentemente online) per orientarsi nelle scelte in un momento di particolare complessità.

Se la crisi energetica ha guidato le scelte di comunicazione legate alla stretta attualità, per le attività programmabili è stato senz'altro il processo di fine tutela a ricevere la maggiore attenzione. Il processo di graduale abbandono dei prezzi tutelati nella prima parte dell'anno ha interessato le microimprese e nella parte finale dell'anno i consumatori domestici del settore gas.

Con la fine del servizio di maggior tutela per le microimprese nel mercato dell'energia elettrica, fissato per il 31 marzo 2023, si è concluso l'iter per il passaggio di tutte le imprese al mercato libero. La campagna di comunicazione coordinata, ideata e gestita da ARERA in collaborazione con 10 associazioni di categoria e 2 associazioni di amministratori di condominio, dal titolo *"Il mercato tutelato è terminato. Cosa cambia lo decidi tu"*, ha avuto una diffusione capillare anche grazie a Unioncamere, alle Camere di commercio e alle principali associazioni di categoria, tramite i loro strumenti di comunicazione (sito, newsletter, pubblicazioni, social).

Con l'avvicinarsi della scadenza della tutela gas per i consumatori domestici (31 dicembre 2023), l'autunno del 2023 è stato caratterizzato da un lavoro interdisciplinare all'interno dell'ARERA, con varie direzioni coinvolte nell'analisi e scelta dei messaggi informativi da consegnare ai clienti domestici, e dalla ripresa della campagna *"Alessandro Volta: il Portale Offerte"* sui canali radio e Tv della Rai, grazie alla collaborazione con il Dipartimento Informazione ed Editoria della Presidenza del Consiglio.

In occasione del lancio del nuovo sito web (nuova veste grafica e piattaforma informatica con maggiori possibilità di fruizione tramite tablet e *smartphone*), l'Autorità ha scelto di indirizzare maggiormente la propria attenzione verso i consumatori. La *home page* del sito, tradizionalmente orientata verso le informazioni tecniche agli operatori, riporta oggi in posizione privilegiata le informazioni di fruizione immediata per i consumatori e l'accesso agli strumenti di supporto, tutti riuniti nella rubrica "ARERA per il consumatore".

La pianificazione delle azioni di comunicazione previste, invece, per accompagnare anche la fine del servizio di maggior tutela dell'elettricità per i clienti domestici è stata influenzata da due indicazioni normative: lo spostamento della data dal 10 gennaio al 1° luglio 2024 e l'attribuzione della campagna informativa sulla fine tutela al MASE e all'AU (decreto legge energia 9 dicembre 2023, n. 181).

La campagna informativa "Chiedi all'ARERA", con gli strumenti che l'Autorità mette a disposizione dei consumatori, è stata pertanto spostata al mese di giugno 2024, facendola precedere da una ripresa della campagna "Difenditi così" realizzata insieme all'AGCM per contrastare l'insistenza e l'invasione di alcuni *call center* all'avvicinarsi della scadenza della fine tutela.

Relazioni con i *media* e comunicazione

Sulla scia degli eventi dell'anno precedente, il 2023 ha visto rinnovarsi la decisa predominanza del tema energia nell'agenda politica, nell'informazione dei *media* tradizionali e nella comunicazione digitale. A differenza di quanto visto nel 2022, quando i timori erano legati alla sicurezza delle forniture energetiche, il focus si è spostato sull'aumento dei costi legati all'energia per famiglie e imprese e sul superamento della tutela.

L'attività di relazione con i *media* e comunicazione è stata di tipo *push* e di tipo *pull*, da un lato con comunicati stampa e contenuti originali che hanno sollecitato l'uscita di articoli, servizi, video e dibattiti su *media* tradizionali e *social*, e dall'altro con richieste di interviste e condivisione dei contenuti di ARERA da parte di giornalisti e portatori di interesse che hanno accresciuto lo spazio dedicato all'Autorità, alla tematica energetica e di fine tutela e al Collegio.

Più integrata e ampia la comunicazione esterna a partire dalla seconda parte dell'anno, con la riorganizzazione interna all'Autorità e la creazione dell'Unità Relazioni con i *media* e comunicazione (RMC), che ha preso il posto dell'ufficio Rapporti con la stampa e *mass media*, all'interno della Direzione Comunicazione.

RMC ha integrato e rafforzato, dalla seconda parte dell'anno e ancora di più dall'inizio del 2024, tutte le attività. Oltre a coordinare la comunicazione, incluse le campagne *advertising*, le attività di informazione e divulgazione agli *stakeholder* attraverso i *media*, *old* e *new*, ha ampliato il proprio perimetro anche verso un pubblico internazionale, assicurando una comunicazione chiara, trasparente, univoca.

L'anno è stato caratterizzato, nei primi mesi, dalla fine dei servizi di tutela per le microimprese mentre successivamente il dibattito, tanto mediatico quanto politico, si è concentrato sull'opportunità e la possibilità di rinviare ulteriormente questo passaggio per i clienti domestici.

L'argomento bollette, da sempre tematica centrale per l'ARERA e l'opinione pubblica, ha coperto sempre maggiore spazio a livello mediatico a causa di diversi fattori: la maggiore frequenza dell'aggiornamento dei prezzi, le nume-

rose normative approvate, l'aumento dei prezzi e l'inflazione e, di conseguenza, il *buzz* generale. Pertanto, oltre che alla comunicazione, forte attenzione è stata dedicata all'ascolto, al monitoraggio e alla prevenzione delle crisi.

In un quadro dominato forzatamente dai temi legati al gas e all'energia elettrica, non si è tralasciata comunque la diffusione dei principali interventi negli altri settori regolati dall'Autorità: il sistema idrico integrato, i rifiuti, il telecalore. Si citano, a titolo esemplificativo, le attività di comunicazione legate alle quattro delibere del c.d. "pacchetto rifiuti", al nuovo Metodo tariffario (MTI-4) per il servizio idrico integrato e alle delibere di proroga degli aiuti per le popolazioni colpite da eventi calamitosi.

Forte impulso è stato impresso a tutta la comunicazione online, sviluppando ancora i canali *social* dell'Autorità (Twitter/X, LinkedIn, YouTube e Facebook). È stato inoltre necessario adattarsi alle nuove complessità emerse con il cambiamento di dinamiche (*mission*, pubblico, strumenti e algoritmi) di alcune piattaforme *social*.

È proseguita anche nel 2023 la collaborazione con la trasmissione di Rai Radio1 "Sportello Italia Recovery", con uno spazio fisso settimanale dedicato all'approfondimento dei temi legati alla regolazione e affidato alle voci di alcuni rappresentanti dell'Autorità. Nel mese di dicembre, infine, si è aggiunta anche la collaborazione fissa con Repubblica.it che prevede la pubblicazione regolare nella sezione "Esperto diritti e consumi" di un contributo realizzato in collaborazione con l'Unità RMC sotto l'etichetta "Risponde ARERA, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente".

L'analisi media

Nel 2023 sono incrementate la produzione e la diffusione di comunicati stampa (passati da 29 a 39) a cui è stata affiancata una costante attività di relazione con le redazioni, resa necessaria anche dal significativo incremento di giornalisti non addetti ai lavori, oltre che dalla delicatezza e dalla complessità delle tematiche energetiche trattate.

Crescono i numeri assoluti di pubblicazione e di lettura anche per il maggiore spazio dato al tema del fine tutela, sia per il gas sia per l'energia elettrica, unitamente ai temi del caro energia, della crisi del gas e dell'andamento delle bollette. In un contesto così delicato è aumentato l'interesse giornalistico per tutte le notizie riguardanti i temi energetici, riprendendo più che in passato anche le comunicazioni più tradizionali. Il meccanismo "trimestrale previsionale" per l'elettricità e "mensile *ex post*" per il gas, per esempio, è stato oggetto di ripetute illustrazioni ai giornalisti, contribuendo a modificare le agende ordinarie delle redazioni e aumentando l'aspetto divulgativo verso i cittadini.

Da gennaio a dicembre 2023 sono state 13.257 le citazioni radio, tv, stampa e testate online. Per la maggior parte si tratta di citazioni sulle testate nazionali, 8.683, pari al 65,5% del totale; segue la stampa regionale e locale con il 34,5% (4.574 articoli).

La stampa cartacea registra complessivamente 6.473 articoli che hanno citato l'Autorità (-17% rispetto al 2022). I quotidiani cartacei con il maggiore numero di citazioni sono: Il Sole 24 Ore (177), Il Corriere della Sera (71), e Il Messaggero (32). Le testate online che hanno ospitato le maggiori citazioni sono: Ansa.it (163), Repubblica.it (139), IlSole24ore.com (123), IlGiornale.it (121), Fanpage.it (69), IlFattoQuotidiano.it (66), Corriere.it (65). La *readership* complessiva (dati di lettura delle singole testate rilevati attraverso indagini compiute dall'Audipress), di

pari passo con quella web, è triplicata rispetto al 2022, registrando pertanto il numero più alto degli ultimi anni. Per quanto riguarda i settori di interesse dell’Autorità, l’attenzione dei giornalisti è rivolta al gas (45,5% degli articoli), seguito dall’elettrico (38,5%), dal settore ambientale (9%) e dal settore idrico (7%). Molta rilevanza, come detto, per il fine tutela e il passaggio al mercato libero con 1.695 articoli, specie nell’ultimo bimestre del 2023 con l’approssimarsi delle scadenze del passaggio; a seguire le bollette, che hanno totalizzato 5.106 citazioni, poi l’argomento provvedimenti con 3.222 citazioni.

Per quanto riguarda le testate online, sono stati 5.680 gli articoli che hanno citato l’Autorità su circa 28.000 uscite web che citano ARERA, composte dal 47% di notizie online, portali e aggregatori, 30% di blog, 9% tweet, 7% quotidiani e 3% forum. Il *sentiment* generale anche in questo caso, come per la stampa, è prevalentemente neutro. Dai dati emerge che mentre quotidiani e web (a eccezione dei *social*), a parità di numero di uscite, hanno una maggiore *reach* (diffusione), per i *social* risulta maggiore l’*engagement* (l’interazione con i lettori/*follower*). Il portale che dà maggiore visibilità è msn.it, con i suoi 176 milioni di *reach* potenziali; il contenuto con maggiore *engagement* è stato un video pubblicato su TikTok con circa 7.600 interazioni.

Il passaggio al mercato libero e il tema del fine tutela, unitamente alla questione del caro energia e costo delle bollette, ha inciso anche sulle trasmissioni radio-tv. In aumento del 15% rispetto al 2022 gli interventi, gli approfondimenti e i servizi sull’Autorità. Sono, infatti, 1.104 le *clip* degli interventi in cui è stata citata direttamente l’Autorità (contro le 960 del 2022), 775 delle quali televisive. Il *sentiment* complessivo del 2023, cioè la percezione dell’intervento, resta prevalentemente positivo-neutro. Nonostante l’abbandono generale della tv tradizionale da parte dei telespettatori, la *coverage* complessiva, ovvero la platea raggiunta, si è mantenuta sui livelli del 2022, grazie all’aumento del numero degli interventi di ARERA. Maggiore spazio è stato dedicato all’Autorità sulle reti Rai (21%), con Rai 1 e Rai 3 in prevalenza, mentre le reti private hanno registrato il 16%, con la prevalenza di Canale 5 e Tgcom24. Per quanto riguarda la radio (329 *clip* di interventi totali), sono Rai Radio 1 (119) e Radio 24 (75) ad avere citato più spesso l’Autorità, anche grazie alla rubrica fissa del venerdì su Rai Radio 1 “Sportello Italia Recovery”.

I social media

Anche nel 2023, come negli anni precedenti, è aumentato il pubblico di ARERA sui *social media* presidiati con un profilo (LinkedIn, Twitter, YouTube, Facebook) ma anche sugli altri (Instagram, TikTok). Tutti i canali, ognuno con le proprie strategie e dinamiche specifiche, hanno registrato una crescita costante e un posizionamento dei profili/pagine (istituzionali o prodotto) per quanto riguarda i settori e i temi di interesse dell’Autorità. A fine anno il pubblico fidelizzato (inteso come numero di iscritti/*follower* ai diversi profili/pagine) è arrivato a quota 74.000 *follower*, confermando l’alto tasso di crescita del 28% registrato anche nei 12 mesi precedenti, e anche la più ampia platea dei visitatori singoli è cresciuta, aumentando l’*engagement* con riferimenti, condivisioni, commenti e menzioni su profili/pagine esterni. I contenuti autoprodotti (303) sono stati realizzati seguendo un piano editoriale e strategico che ha tenuto conto delle differenze di pubblico, linguaggio e *format* presenti sulle varie piattaforme utilizzate.

In particolare, l’attività *social* ha accompagnato tutte le fasi programmate della campagna sul fine tutela microimprese (e condomini) diffondendo i contenuti in un kit di materiali grafici (locandine, *banner* per newsletter,

card per social media), ciascuno personalizzato con logo delle associazioni e rimando al link di approfondimento nelle pagine del sito www.arera.it.

In occasione della Cerimonia di presentazione della *Relazione Annuale 2023*, l'attività *social* si è concentrata sulla promozione dell'evento, il *live twitting*, la diffusione dei materiali informativi e le interviste realizzate per l'occasione.

In seguito all'aggiudicazione della gara di comunicazione da parte del fornitore, negli ultimi mesi dell'anno sono state attivate le attività di pianificazione strategica e produzione delle nuove iniziative di comunicazione da realizzare nel corso del 2024. Per accompagnare una campagna di informazione e sensibilizzazione sui temi legati alla fine del Servizio Tutela gas e alla scelta di nuove offerte nel mercato libero, la pagina Facebook è stata riportata alle sue origini: abbandonato il nome della campagna 'Difenditi così', la pagina è tornata nuovamente sotto il titolo de 'Il Portale Offerte'. L'aumento esponenziale delle interazioni (soprattutto commenti) in questa delicata fase di passaggio ha reso necessario impostare un sistema di moderazione e risposta alle innumerevoli domande e casistiche.

All'attività di comunicazione "attiva" – focalizzata sulla produzione e diffusione di contenuti relativi a servizi, attività e iniziative di ARERA in ambito nazionale e internazionale e sulla divulgazione degli interventi e delle partecipazioni del *management* – già dal 2021 è stata affiancata un'attività di monitoraggio. Come già spiegato, nel corso del 2023 la forte attenzione per gli eventi legati all'attualità geopolitica mostrata nel 2022 si è focalizzata maggiormente sulle ricadute economiche per le famiglie italiane e sulle preoccupazioni legate alle bollette. Come risultato, nel corso dell'anno si è registrato un aumento esponenziale dei contenuti *social* alimentato non solo dal dibattito tra giornalisti, operatori e addetti al settore ma anche dai molteplici interventi da parte dei cittadini. Per tale ragione a fine 2023 è stato avviato un laborioso processo per l'implementazione dell'intelligenza artificiale sul sistema di monitoraggio web, allo scopo di rendere ancora più accurati i risultati, analizzare le tematiche più ricorrenti e affinare la comprensione del *sentiment*.

Oltre 25 mila tra citazioni e tematiche *consumer* dell'ARERA sui *social* registrate nel 2023 e un *engagement* di oltre 227.900 utenti. Il *social* che ottiene maggiori risultati si conferma Twitter (oggi X), su cui l'Autorità ha ottenuto a fine 2023 la "coccarda grigia" di utente istituzionale verificato.

Alla luce dei risultati ottenuti nel corso del 2022, in termini di coinvolgimento del personale interno e di diffusione dei messaggi verso l'esterno, nel 2023 è proseguita l'attività di *employee advocacy* che ha incoraggiato i dipendenti a farsi parte attiva nella condivisione dei contenuti diffusi attraverso i canali social di ARERA, ma anche nella pubblicazione e approfondimento di specifici aspetti. Questo con lo scopo di aumentare lo spirito di appartenenza all'istituzione e il sentirsi "*ambassador*", come da migliori pratiche nazionali e internazionali.

La pagina aziendale di ARERA su LinkedIn (www.linkedin.com/company/arera), nata nel 2019, è rivolta prevalentemente a professionisti, imprese, associazioni, istituzioni, enti e mondo accademico. Nella pagina istituzionale vengono pubblicati i video dei seminari, le principali delibere, determine e consultazioni, gli esiti delle riunioni del Collegio, gli appuntamenti e i convegni, bandi e avvisi, *report*, schede e approfondimenti dedicati, coinvolgendo anche il personale di ARERA nella proposizione di temi e condivisione dei *post*. L'insieme di queste attività e l'interesse per l'attualità dei temi trattati hanno fatto crescere anche nel 2023 il numero dei *follower* organici del

30% rispetto al 2022, arrivando a superare quota 53.500 a fine anno, con alti tassi di interesse e *click through rate* (CTR). Inoltre, l'interazione con i *follower* ha consentito di efficientare il lavoro degli uffici, rispondendo in tempo reale a commenti e richieste di chiarimento degli *stakeholder* (utenti, associazioni, aziende).

Come già illustrato, a partire da dicembre 2023, la pagina prodotto di Facebook "Difenditi così" è stata nuovamente rinominata "Il Portale Offerte" (www.facebook.com/IlPortaleOfferte), cambiando nome e finalità pur mantenendo lo stesso pubblico di riferimento: i consumatori domestici e il tema energia.

La conversione è avvenuta conservando tutti i precedenti *post* già pubblicati e sfruttando la *fanbase* (numero di *follower*) già acquisita e perfettamente in target con le nuove finalità comunicative (3.200 *follower*). I nuovi *post* sono stati realizzati con l'ausilio dell'agenzia di comunicazione Connexia. La mini-campagna sul fine tutela gas ha realizzato oltre 3,2 milioni visualizzazioni dei *post* pubblicati e quasi 125 mila interazioni con i *post* raggiunti anche con campagne *adv*.

Il canale YouTube (www.youtube.com/c/ARERAAutoritaRegolazioneEnergiaRetieAmbiente) ha chiuso l'anno a quota 1.900 iscritti (+46%). La pubblicazione di interventi e interviste radiotelevisive sui temi legati al fine tutela ha prodotto un notevole incremento delle visualizzazioni organiche (non sponsorizzate), in particolare nell'ultimo bimestre del 2023.

Per il profilo Twitter/X (@ARERA_it) è proseguita in maniera costante l'attività di acquisizione organica di *follower* e l'attività generata dal profilo, maggiormente sintonizzato sull'ascolto dei diversi dibattiti soprattutto in occasione di eventi ricorrenti come la comunicazione degli aggiornamenti tariffari per energia elettrica e gas. I contenuti si sono concentrati sulla diffusione dei principali provvedimenti, sugli esiti delle riunioni del Collegio, sugli interventi dei componenti del Collegio e dei direttori sui *media*, nelle Commissioni parlamentari, nei convegni. La *reputation* e il consolidamento del *brand* "ARERA" ha mantenuto quasi invariata la platea di riferimento, che ha superato i 13.500 *follower*.

Eventi e seminari

Gli eventi dell'Autorità costituiscono un efficace strumento di ausilio alla diffusione della conoscenza delle funzioni e dei compiti istituzionali dell'Autorità e alla divulgazione delle tematiche di maggiore rilievo.

Nel 2023 la modalità degli eventi è stata prevalentemente in presenza. Convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder* e la presentazione della *Relazione Annuale* 2022 dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo si sono svolti infatti in presenza o in modalità mista, continuando a sfruttare i vantaggi delle piattaforme digitali, nell'uso delle quali si è speso un notevole impegno progettuale e realizzativo.

Grazie alla commistione delle modalità di partecipazione agli eventi, i risultati sono stati rilevanti. I numeri di ciascun evento sono riscontrabili nel sito dell'Autorità.

Ha funzionato il *format* definito dalla Direzione Comunicazione per gestire le operazioni di iscrizione, il cerimoniale e i prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati a ogni singolo evento.

La Direzione, inoltre, non ha smesso di investire nel *format* online (*webinar* e dirette in *streaming*), in quanto strumento valido ed efficace per consentire l'ampliamento della platea dei partecipanti.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2023:

- il seminario su invito "Incontro tecnico di approfondimento su tematiche relative al procedimento ROSS-base" (Milano, 17 gennaio), che ha approfondito, in un *focus group*, le tematiche relative al procedimento ROSS-base;
- il seminario "Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE): presentazione dello schema di articolato documento di consultazione 685/2022/R/eel" (Milano, 8 febbraio e Roma, 14 febbraio), che ha illustrato l'articolato del TIDE posto in consultazione (685/2022/R/eel) e le sue principali novità rispetto alla vigente regolazione del dispacciamento consentendo di raccogliere commenti preliminari da parte dei soggetti interessati;
- il seminario "Infrastrutture gas – Progetti pilota" (Milano, 10 febbraio), che ha permesso di facilitare il processo di presentazione delle istanze di ammissione dei progetti pilota al trattamento incentivante da parte dei soggetti potenzialmente interessati;
- il seminario "Configurazioni per la valorizzazione dell'autoconsumo" (Milano e diretta *streaming*, 22 febbraio), che ha illustrato i contenuti dei provvedimenti adottati dall'Autorità in attuazione dei decreti legislativi nn. 199/2021 e 210/2021 in materia di autoconsumo di energia elettrica;
- la 38ª edizione dell'"European Electricity Regulatory Forum" (Roma, 8 e 9 giugno), evento per il quale ARERA ha affiancato la Commissione europea nell'organizzazione;
- l'evento organizzato in collaborazione con l'Ufficio Studi della giustizia amministrativa (Roma, Palazzo Spada, 6 novembre), avente come oggetto un corso di formazione dal titolo "Seconda giornata di studi su energia, reti ed ambiente: il ruolo di ARERA al tempo della crisi energetica";
- il convegno "Portare a compimento la nuova regolazione del ciclo dei rifiuti: provvedimenti di ARERA" che, nell'ambito della manifestazione "Ecomondo: la fiera per la transizione ecologica" (Rimini, 8 novembre 2023), ha illustrato le novità regolatorie del settore ricomprese nel "pacchetto rifiuti" di recente adozione da parte dell'Autorità.
- le audizioni periodiche dell'Autorità, che si sono svolte online nei giorni 21 e 22 novembre, ai sensi del regolamento (delibera 11 dicembre 2014, 603/2014/A), e che hanno avuto come oggetto la rendicontazione intermedia 2022-2023 del Quadro Strategico 2022-2025 di ARERA.

Sul fronte interno, la Direzione Comunicazione ha continuato a supportare l'*Academy*, progetto avviato nel 2021 su iniziativa della Direzione Legale dell'Autorità, consistente in un ricco programma di corsi di formazione per il personale interno tenuti da funzionari dell'ARERA o da relatori esterni. In particolare, la Direzione Comunicazione si è occupata della parte promozionale, della gestione dei *webinar* e della raccolta e diffusione dei materiali di studio e approfondimento. Nel corso dell'anno 2023 si sono tenuti 6 *webinar* sui seguenti argomenti:

- Lookout Q4-22 – Elemens – *Greed for grid* (20 gennaio);
- Impatto dei costi energetici sulle tariffe in Europa e ruolo dei regolatori idrici europei (17 febbraio);
- Il modello regolatorio virtuale per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso (17 marzo);
- I contratti alle differenze come strumento per lo sviluppo delle energie rinnovabili nell'ambito della Riforma del disegno del mercato elettrico europeo (10 maggio);
- LookOut Q2-23 – Energy – *Price & Prejudice* (9 giugno);
- LookOut Q4-23 – Modelli di mercato e modelli di sviluppo – Universi paralleli (17 novembre).

Merita attenzione la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e al Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che si è tenuta in presenza l'11 luglio 2023 presso l'Aula dei Gruppi parlamentari della Camera dei deputati.

La gestione dell'evento comporta attività di logistica, di cerimoniale, di ufficio stampa, di documentazione, anche fotografica. La presentazione è stata seguita anche via *streaming* sui canali istituzionali web e *social* della Camera e dell'Autorità, oltre che in diretta televisiva sul TG di Rai 2.

I due volumi della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, oltre alla sintesi dei volumi e al testo del discorso del Presidente, hanno costituito il riferimento fondamentale della presentazione.

Il sito web istituzionale

Nel corso del 2023, l'Autorità ha aderito all'accordo quadro Consip per servizi applicativi in ottica *cloud* e PMO e ha dato avvio a un progetto di reingegnerizzazione completa del sito web, ultimato nel novembre 2023 con la pubblicazione della sua nuova versione.

Scopo del progetto è stata una riqualificazione completa del sito, al fine di renderlo più rispondente alle esigenze dei cittadini e conforme alle normative vigenti in termini di accessibilità e fruibilità, secondo le linee guida di *design* per i siti internet e i servizi digitali della pubblica amministrazione di AgID e Designers Italia.

Il gruppo impegnato nel progetto, anche sulla base delle risultanze di interviste realizzate con consumatori e operatori, ha ritenuto utile posizionare in fascia alta una breve descrizione dei compiti dell'Autorità e di indirizzare la navigazione per settore, in modo da facilitare la ricerca di informazioni specifiche su settori definiti. In tutto il portale le icone dei settori fanno infatti da guida e indirizzano gli utenti.

Lo stile del nuovo portale è stato realizzato nell'ottica di aderire alle esigenze dei principali attori e sulla base di queste è stata costruita anche la *home page* comprensiva di un *carousel* composto di immagini e testo esplicativo, di contenuti destinati ai consumatori e, a scalare, delle ultime novità riguardanti le pubblicazioni più tecniche destinate agli operatori.

Gli strumenti e i menu sono stati disegnati per facilitare la navigazione di coloro che consultano il sito anche quotidianamente e che vogliono raggiungere in maniera diretta le informazioni desiderate.

Per quanto riguarda le nuove sezioni create nel corso dell'anno si segnalano quelle accessibili dai *banner* della *home page*: "Fine tutela elettricità: cosa fare", "Fine tutela gas: cosa fare" e "Rientro in maggior tutela prima della scadenza del 1° luglio", con la possibilità di ricercare l'elenco dei venditori. Nell'Atlante per il consumatore è stata invece realizzata una nuova sezione dedicata ai rifiuti, in concomitanza con la razionalizzazione e semplificazione dei menu degli altri settori e l'aggiornamento dei contenuti. Altra sezione che ha visto una riedizione e riorganizzazione dei contenuti attiene ai bonus sociali a seguito delle modifiche normative in materia.

Nelle pagine destinate agli operatori, invece, la navigazione è stata migliorata con l'utilizzo di menu dedicati, box e collegamenti alle pagine più consultate.

Inoltre, al fine di rendere la ricerca degli atti più capillare e soddisfacente, particolare attenzione è stata dedicata all'elenco completo di essi con l'introduzione di più filtri quali "settore", "anno", "tipologia", "numero" e del campo di ricerca per parole chiave e titoli.

Sempre per gli operatori, le novità principali hanno riguardato la creazione della pagina per il Registro delle comunicazioni dell'Autorità in bolletta in base agli ultimi provvedimenti entrati in vigore il 1° gennaio 2023 in materia di trasparenza e semplificazione della fatturazione e la riorganizzazione della pagina iniziale "Prezzi e tariffe" con le varie sottosezioni aggiornate mensilmente del C_{mem} , del PLACET, della Stima della spesa annua e delle Condizioni economiche per i clienti del mercato tutelato.

Comunicazione tecnica

Nell'anno 2023 sono state redatte 42 schede tecniche relative ad altrettante delibere. Si tratta di note illustrative, pubblicate sul sito istituzionale dell'Autorità, che utilizzano un linguaggio semplificato, seppure rigoroso, tale da permettere una corretta comprensione, anche da parte di un pubblico non specializzato, dei principali provvedimenti di carattere generale adottati in tema di energia e di ambiente (rimangono pertanto esclusi i provvedimenti relativi ai procedimenti individuali, agli atti amministrativi interni all'Autorità e agli atti consultivi nei confronti del Parlamento e del Governo).

Tra i principali fruitori delle schede tecniche si annoverano i giornalisti, specializzati e non, ma anche gli *stakeholder*, poiché le stesse consentono, in un tempo circoscritto, di conoscere i principali contenuti dei provvedimenti e talvolta dei loro corposi allegati.

Biblioteca

L'Autorità si è dotata, fin dall'inizio della sua attività, di una biblioteca specializzata nei settori oggetto di regolazione e, di anno in anno, ha provveduto ad ampliare i titoli, i periodici, le banche dati, nonché a informatizzare il patrimonio a disposizione.

Nell'ultimo periodo, anche a seguito dell'emergenza epidemiologica da Covid-19, si è accelerato il processo di digitalizzazione della documentazione. Il vantaggio è stato duplice: da una parte, una maggiore fruibilità delle risorse bibliografiche, in particolare banche dati e periodici, da parte dei dipendenti, anche tramite accesso da remoto mediante PC, e dall'altra, un efficientamento nella gestione delle suddette risorse.

Nel corso dell'anno 2023 si è provveduto alla revisione degli abbonamenti ai periodici e alle banche dati, al fine di eliminare quanto non effettivamente utilizzato e consultato.

Attualmente, tra documentazione cartacea e digitale, i titoli in dotazione, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia sono più di 5000. Sono consultabili, su carta o online, 64 riviste di carattere giuridico-economico, tutte relative ai campi di interesse dell'Autorità. Inoltre, sono in dotazione 19 banche dati in ambito economico, statistico e giuridico. Con riferimento a queste ultime, per migliorarne l'utilizzo da parte dei dipendenti, sono stati organizzati nel corso dell'anno alcuni *webinar* di formazione.

La biblioteca è collegata al circuito ESSPER, il cui servizio di *document delivery* consente di ampliare la consultazione del patrimonio documentario, mettendo a disposizione una banca dati di spoglio costituita da più di 1.742 titoli italiani.

Risorse umane

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 7, comma 6, del DL 21 marzo 2022, n. 21 la pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità è stata incrementata di 25 unità, da inquadrare nella carriera dei funzionari. Con la delibera 27 luglio 2022, 353/2022/A, si è rideterminata la pianta organica dell'Autorità per un totale di 260 unità di personale di ruolo e 20 unità di personale a tempo determinato.

Al 31 dicembre 2023 erano in servizio 232 dipendenti di ruolo (15 dei quali dirigenti, 169 funzionari, 46 operativi, 2 esecutivi), 19 dipendenti con contratto a tempo determinato e 7 unità acquisite in comando, distacco o fuori ruolo da altre amministrazioni pubbliche. L'Autorità può contare, per le verifiche ispettive, anche sulla collaborazione di personale dalla Guardia di Finanza in disponibilità di impiego nell'ambito di uno specifico Protocollo d'intesa. Il personale dipendente ha un'età media indicativamente di 50 anni; oltre il 90% è laureato.

TAV. 12.4 Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2023

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	15
Funzionari	169
Operativi	46
Esecutivi	2
TOTALE	232

Fonte: ARERA.

TAV. 12.5 Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2023 per tipo di contratto e qualifica

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	15	7 ^(A)	1
Funzionari	169	3	4
Operativi	46	9	2
Esecutivi	2	0	0
TOTALE	232	19^(A)	7

(A) È conteggiato anche un dirigente in aspettativa.

Fonte: ARERA.

Nella tavola 12.6 viene riportata la retribuzione annua lorda, in euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Le tabelle stipendiali sono aggiornate al 1° gennaio 2023 sulla base del trattamento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. L'Autorità applica ai componenti del Collegio e ai dirigenti apicali, a decorrere dal 1° maggio 2014, il tetto massimo retributivo di 240.000 euro annui, al lordo dei contributi e degli oneri fiscali a carico del dipendente.

TAV. 12.6 Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2023

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	210.200,64	Primo funzionario	128.111,78	Impiegato	71.260,91	–	–
Direttore	168.204,97	Funzionario I	99.951,24	Coadiutore	59.993,46	Commesso capo	54.551,10
Direttore aggiunto	132.576,73	Funzionario II	78.753,48	Aggiunto	46.970,25	Commesso	41.376,44
		Funzionario III	67.365,24	Applicato	42.141,35	–	–

Fonte: ARERA.

L'anno 2023 ha visto l'assunzione tramite bandi di concorso di 8 unità di personale di carriera funzionariale, l'avvio di 5 unità di personale (3 di carriera funzionariale e 2 di carriera operativa) in ragione di provvedimenti di comando da altre pubbliche amministrazioni e 1 rinnovo di comando da altre Autorità indipendenti.

Nel corso del 2023 è stata istituita la Commissione pari opportunità ed è stato creato un gruppo di lavoro sulla parità di genere allo scopo di monitorare la situazione in ARERA, anche in relazione a quanto avviene nei diversi regolatori europei.

Nell'ambito delle relazioni sindacali, nell'anno 2023 sono state stipulate ipotesi di accordo nell'ottica di addivenire a un complessivo aggiornamento della normativa sul trattamento giuridico ed economico del personale, implementando un riallineamento alla disciplina già vigente presso l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), in coerenza con quanto disposto dalla legge istitutiva. Detto riallineamento ha riguardato la previsione di tetti giuridici ed economici allo sviluppo tabellare, la gestione dei *flexible benefits*, l'introduzione di meccanismi premiali del merito e di penalizzazione delle condotte non adeguate, la revisione della disciplina di istituti quali missioni, comandi e distacchi, nonché anticipazioni e liquidazione delle somme spettanti a fine rapporto di lavoro.

L'Autorità collabora con diverse Università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione e alla ricerca nei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua, del telecalore, nonché del ciclo dei rifiuti. Sono 6 le convenzioni attive con le Università e, in questo quadro, 3 gli assegni di ricerca finanziati nel 2023.

Gestione economico-finanziaria

L'Autorità utilizza un sistema contabile integrato: alla contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio si collega una contabilità analitica ed economico-patrimoniale, che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio.

TAV. 12.7 Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)

	2021	2022
ENTRATE DELLA GESTIONE	66,03	76,16
Contributo a carico dei soggetti regolati	58,83	76,09
Altre entrate	7,20	0,07
SPESE DELLA GESTIONE	(64,33)	(65,58)
Spese correnti	(64,12)	(65,04)
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	(37,23)	(40,63)
– Imposte e tasse a carico dell'ente	(2,49)	(2,74)
– Acquisto di beni e servizi	(14,45)	(13,79)
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	(1,41)	(1,37)
– Altre spese correnti	(2,96)	(0,93)
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre pubbliche amministrazioni	(5,58)	(5,58)
Spese in conto capitale	(0,21)	(0,54)
Variazione dei residui attivi	(0,00)	(0,21)
Variazione dei residui passivi	0,56	0,63
Avanzo vincolato accantonamento fondo quiescenza personale	(3,18)	(2,98)
Avanzo accantonato spese ristrutturazione immobile	0,00	(4,93)
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE LIBERO	9,30	13,57

Fonte: ARERA.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzione della spesa posta a carico di determinate amministrazioni pubbliche (si vedano il decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122; il decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; il decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89; il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114; da ultima, la legge 27 dicembre 2019, n. 160). Nel corso dell'esercizio 2023, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata di circa 5,5 milioni di euro.

L'Autorità non grava, in modo diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato. Ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo versato dai soggetti operanti nei settori regolati. Tale contributo, in base alla legge istitutiva, può raggiungere al massimo l'1% dei ricavi. L'Autorità ogni anno propone alla Presidenza del Consiglio dei ministri lo spettro delle aliquote contributive relative all'anno in corso. Per l'anno 2023, su proposta dell'Autorità, è stata sensibilmente ridotta l'aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas (fissata allo 0,25% dei ricavi, oltre a un contributo aggiuntivo pari allo 0,02% dei ricavi richiesto ai soggetti che svolgono attività infrastrutturali a tariffa). Sono rimaste invariate anche le aliquote dei soggetti regolati per il settore idrico e per quello dei rifiuti, che già erano più contenute (pari, rispettivamente, allo 0,27% e allo 0,30%).

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2023, i 40,63 milioni di euro.

Le indennità percepite dai componenti del Collegio – che, come quelle degli organi di vertice di altre autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo – sono determinate ai sensi dell'art. 23-ter del decreto legge 6 dicembre 2011, n. 201, come convertito dalla legge 22 dicembre 2011, n. 214, dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 23 marzo 2012, e, da ultimo, dall'art. 13 del decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89.

L'Autorità esternalizza alcuni servizi strumentali, mediante le ordinarie procedure di affidamento previste dalla vigente normativa in materia. Le procedure sono espletate utilizzando gli strumenti di negoziazione messi a disposizione da Consip. L'Autorità si avvale, inoltre, di collaborazioni previste dalle norme e dai regolamenti (Collegio dei revisori, Nucleo di valutazione, Consiglieri giuridici). La spesa complessiva per l'acquisto di beni e servizi è risultata in calo, principalmente in ragione della diminuzione delle spese di natura informatica necessarie per la gestione dell'attività istituzionale dell'Autorità, per le quali si era verificato un aumento negli esercizi precedenti per assicurare la gestione lavorativa, tramite informatizzazione, durante il periodo pandemico, a causa della cessazione di ogni forma di lavoro in somministrazione.

Le spese in conto capitale (0,54 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e per lavori relativi alla nuova sede di Milano, acquistata sulla base di quanto consentito dall'art. 22 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114. L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di autoveicolo.

A valle della determinazione dell'avanzo di esercizio si è provveduto a vincolarne una parte per il trattamento di quiescenza del personale. L'avanzo libero complessivo è pertanto determinato in 15,82 milioni di euro.

Raccolte dati e strumenti informatici

La raccolta dei dati da parte dei soggetti regolati costituisce la base essenziale per tutte le attività di regolazione e vigilanza proprie dell'Autorità.

Al 31 dicembre 2023 erano attive circa 150 raccolte dati con finalità, complessità e obiettivi diversi, che andavano dalla gestione delle anagrafiche degli operatori a quella del contributo di funzionamento proprio dell'Autorità, fino alle raccolte di dati economici e di bilancio e a quelle dei dati necessari per la determinazione delle tariffe dei servizi regolati e per il monitoraggio della qualità dei servizi.

Per la predisposizione di basi di dati adeguate alla successiva analisi ed elaborazione da parte del personale dell'Autorità, è stato implementato un sistema di gestione delle raccolte dati evoluto e flessibile, in grado di soddisfare i requisiti di efficienza, complessità e gestione che nel corso degli anni si sono progressivamente manifestati al crescere delle responsabilità regolatorie (e, conseguentemente, delle esigenze di raccolta dei dati) in carico ad ARERA.

Inoltre, l'Autorità negli ultimi anni ha investito nell'acquisizione della piattaforma SAS, leader di mercato nel campo dell'analisi e della reportistica su grandi moli di dati, con l'obiettivo specifico di rendere disponibile una so-

luzione potente, versatile e centralizzata per supportare esigenze di elaborazione dei dati sempre più evolute e complesse.

Smart working e lavoro agile

Negli ultimi anni è emersa in maniera sempre più evidente, anche grazie alla disponibilità di dispositivi personali evoluti, l'esigenza di potere svolgere il proprio lavoro con le medesime modalità a prescindere dal luogo in cui ci si trova e dallo strumento con il quale si accede ai servizi informatici.

In questo senso ARERA ha avviato, a partire dal 2018, un progetto pluriennale di ammodernamento volto a garantire sia la fruibilità dei servizi informatici da qualsiasi dispositivo (PC, tablet, cellulari, ecc.), assicurando coerenza di funzionalità e di *user experience*, sia l'indipendenza tra fruibilità dell'informazione e disponibilità degli strumenti informatici, al fine di permettere agli utenti di lavorare anche usando dispositivi personali o pubblici, garantendo al contempo la sicurezza e la riservatezza delle informazioni nel rispetto delle normative vigenti.

Dal punto di vista dell'ottimizzazione dei processi dell'Autorità (e del relativo incremento di efficienza che ne consegue), è stato seguito un approccio fortemente incentrato sulla condivisione delle informazioni, anche grazie a strumenti di *office automation* basati sul *cloud*, che implementa una logica collaborativa nelle attività di preparazione, redazione e verifica di documenti e studi, nonché una pianificazione efficiente delle attività dei singoli Uffici.

A questo fine è stata introdotta un'infrastruttura di *Enterprise Content Management* (ECM) che consente di orientare la gestione documentale in Autorità in un contesto di dematerializzazione e ottimizzazione dei flussi informativi/documentali; tra le altre cose, essa prevede una gestione integrata dei processi documentali che permette un ciclo di vita dei documenti condiviso dalle varie applicazioni, controllato e affidabile in tutte le sue fasi, dall'acquisizione alla conservazione.

Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
Direzione Comunicazione Specialistica e Mass Media

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
Tel. 02 655 651
e-mail: info@arera.it

Maggioli Editore

Impaginazione e grafica

AB Comunicazioni

Stampa

Maggioli Editore



arera.it